

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**“ANÁLISIS DE PERTURBACIÓN EN LOS
SUBSISTEMAS NORTE Y SUR POR FALLA EN LA
LÍNEA L – 2004 (CHAVARRÍA – SANTA ROSA)”**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

DAVID PEDRO CALCINA CRUZ

PROMOCIÓN

1993 – I

**LIMA – PERÚ
2003**

**“ANÁLISIS DE PERTURBACIÓN EN LOS
SUBSISTEMAS NORTE Y SUR POR FALLA EN LA
LÍNEA L-2004 (CHAVARRÍA – SANTA ROSA)”**

Dedico este trabajo a:
Mis padres, inspiración plena de lucha y
sacrificio,
Mi Esposa, por el apoyo incondicional en
mi carrera,
Y a mis hijos por el cariño incondicional.

SUMARIO

El presente trabajo pretende analizar la respuesta del estado estable y dinámico del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) ante la falla transitoria localizada en la línea 220 kV Chavarria -Santa Rosa (L-2004) ocurrida el 29 de agosto de 2001.

Adicionalmente, se propone una metodología de análisis de perturbaciones con el objetivo de evaluar el comportamiento del Sistema Eléctrico en estado estable y dinámico ante la presencia de perturbaciones.

En el capítulo I se ofrece un panorama general de la situación del sistema eléctrico y de los antecedentes del equipo fallado.

En el Capítulo II se propone una metodología de análisis, que comprende desde la información necesaria a recopilar hasta las acciones a tomar para evitar que situaciones similares se repitan.

En el capítulo III y IV se presenta el informe de perturbaciones del evento ocurrida el día 29 de agosto del año 2001 a las 05:09:36 horas y se analiza sus consecuencias en el Sistema Interconectado Nacional.

INDICE

SUMARIO

CAPITULO I

INTERRUPCION DE LOS SUMINISTROS NORTE SUR

1.1	Situación inicial del sistema interconectado.	4
1.1.1	Datos iniciales.	4
1.1.2	Generación en las principales centrales.	5
1.1.3	Demanda del Sistema Interconectado Nacional	5
1.2	Infraestructura afectada inicialmente.	5
1.2.1	Línea eléctrica.	5
1.2.2	Falla del aislamiento, mantenimientos, condiciones del medio ambiente, antecedentes de falla.	6
1.3	Sistema de protección de la línea afectada, funciones, selectividad.	6
1.3.1	Protección primaria.	6
1.3.2	Protección de respaldo y protecciones auxiliares y periféricas.	7
1.3.3	Sistema de registro de eventos (analizador de fallas).	7
1.3.4	Registros y temporizaciones según GPS.	7

1.4	Previsiones de contingencias coordinadas	8
1.5	Consecuencias reales de la contingencia.	8
1.5.1	Salidas de servicio no previstas.	8
1.5.2	Centrales generadoras fuera de servicio.	9
1.5.3	Cargas desatendidas, intervalos de reposición.	9
1.5.4	Evaluación de la energía no atendida.	9

CAPITULO II

METODOLOGIA DE ANALISIS DE PERTURBACIONES

2.1	Introducción	10
2.2.	Parámetros de medida y su medida.	11
2.2.1	Tensiones, corrientes, frecuencia y potencia.	11
2.2.2	Tiempo patrón o tiempo GPS, tiempos de actuación.	11
2.2.3	Meteorología y datos adicionales.	11
2.3	Instrumentos de registros de datos eléctricos	12
2.3.1	Oscilo pertubografos.	12
2.3.2	Equipos de protección	12
2.3.3	Ubicación de los instrumentos de registros.	12
2.4	Interpretación y evaluación de registros.	13
2.4.1	Amplitud de la onda de tensión, de corriente, desfasamientos y esquemas fasoriales.	13
2.4.2	Determinación de los intervalos de actuación.	13
2.5	Conformación del Informe de Análisis de Perturbaciones.	14
2.5.1	Referencias	14
2.5.2	Configuración pre-falla.	14

2.5.3	Configuración post-Falla.	14
2.5.4	Descripción de los sucesos en orden cronológico.	14
2.5.5	Maniobras realizadas para normalizar el suministro.	15
2.5.6	Análisis del evento y de la actuación de protecciones.	15
2.5.7	Calidad de la energía.	16
2.5.8	Medidas adoptadas.	16
2.5.9	Conclusiones y acciones tomadas o a tomar.	16
2.5.10	Anexos	16

CAPITULO III

INFORME DE PERTURBACIONES DE LA FALLA EN LA LINEA L-2004 OCURRIDA EL 29 DE AGOSTO DEL 2001.

3.1	Referencias	17
3.1.1	Título	17
3.1.2	Localización	17
3.1.3	Fecha y Hora	17
3.1.4	Causa de la falla	17
3.2	Configuración pre-falla.	17
3.2.1	Centrales Hidráulicas en servicio.	17
3.2.2	Centrales térmicas en servicio.	18
3.2.3	Flujo de líneas importantes.	18
3.2.4	Instalaciones fuera de servicio.	18
3.3	Configuración post-Falla.	19
3.4	Descripción de los eventos en orden cronológico.	19
3.4.1	Subsistema Norte	19

3.4.2	Subsistema Sur.	22
3.5	Maniobras realizadas para normalizar el suministro.	25
3.6	Análisis del evento y de la actuación de protecciones.	25
3.7	Calidad de la energía.	25
3.8	Medidas adoptadas.	25
3.9	Conclusiones y acciones tomadas o a tomar.	25
3.9.1	Conclusiones	25
3.9.2	Medidas a tomadas	26
3.9.3	Medidas a tomar	27
CAPITULO IV		
ANALISIS DE LA PERTURBACIÓN Y DE LA ACTUACION		
DE LAS PROTECCIONES.		
4.1	Estado permanente	28
4.1.1	Subsistema Centro Norte	28
4.1.2	Subsistema Sur.	30
4.2	Estado Dinámico	31
4.2.1	Subsistema Centro Norte	31
4.2.2	Subsistema Sur.	33
CONCLUSIONES		39
ANEXOS		40
BIBLIOGRAFIA		52

PROLOGO

El Sistema Interconectado Eléctrico Nacional (SEIN) con predominancia de líneas de transmisión radiales hacen que el sistema sea eléctricamente débil y esté de “motu proprio” sujeto a situaciones de inestabilidad ante perturbaciones con imprevisibles consecuencias en los suministros.

La situación es agravada, debido a que los concesionarios, propietarios de las instalaciones del SEIN, no se esmeran en realizar mantenimientos preventivos en la infraestructura operativa de su propiedad y no cuentan con un adecuado programa de evaluaciones y de renovación de equipos por envejecimiento u obsolescencia del mismo, lo cual obstaculiza la selectividad ante contingencias de falla.

Por otro lado, las nuevas instalaciones que se conectan al SEIN, al no ser evaluadas y coordinadas adecuadamente desde las etapas de proyecto, causan un impacto en la compatibilidad con el sistema, dando lugar a estados de inestabilidad y actuación errática o descoordinada de los equipos de protección, sobre todo en situaciones de falla,

desencadenando el escalamiento de las consecuencias que se expanden y causan interrupciones de sectores mayores y suministros regionales no directamente involucrados.

Dentro de ese contexto, pese a que el MEM ha dispuesto que los suministradores de energía eléctrica deban entregar energía de buena calidad y en caso contrario ser pasibles de tener que pagar las compensaciones, destinados a los usuarios de servicio público, establecidas en la NTCSE; el mismo Ente, limita la construcción de nuevas instalaciones redundantes o by pass, al adoptar modelos rígidos para la retribución de las inversiones (modelo del sistema económicamente adaptado), que no privilegia la confiabilidad del sistema eléctrico y por lo tanto se mantiene un sistema de esquema rígido sin alternativas de recomposición bajo contingencias, eléctricamente débil y proclive al desmoronamiento.

Ante esta situación, el organismo del rubro –OSINERG- debería reforzar el seguimiento necesario para mantener en condiciones óptimas las instalaciones del Sistema Interconectado Nacional, realizando permanentemente evaluaciones objetivas de las perturbaciones ocurridas en el SEIN, con la finalidad de obtener de los concesionarios los programas de mantenimientos, reparaciones y reemplazos para establecer las medidas correctivas y en caso de incumplimiento, aplicar a los concesionarios responsables, el correspondiente pago de las compensaciones por transferencia de mala calidad de energía.

Por otro lado, no se cuenta con un plan de contingencias Nacional, que permita minimizar los tiempos de reposición de los suministros afectados.

La evaluación de las perturbaciones y en particular el análisis de perturbaciones nos permiten identificar desde el inicio, el tipo de parámetros involucrados y tomar conocimiento si las protecciones y equipos de regulación han operado de acuerdo al objetivo establecido en los estudios de implementación, o en los compromisos y estudios de coordinación.

CAPITULO I

INTERRUPCION DE LOS SUMINISTROS NORTE SUR

1.1. Situación inicial del sistema interconectado.

1.1.1. Datos iniciales.

- Fecha: 29 de agosto de 2001

- Hora: 05:09:36 h

- Localización en el diagrama de carga:

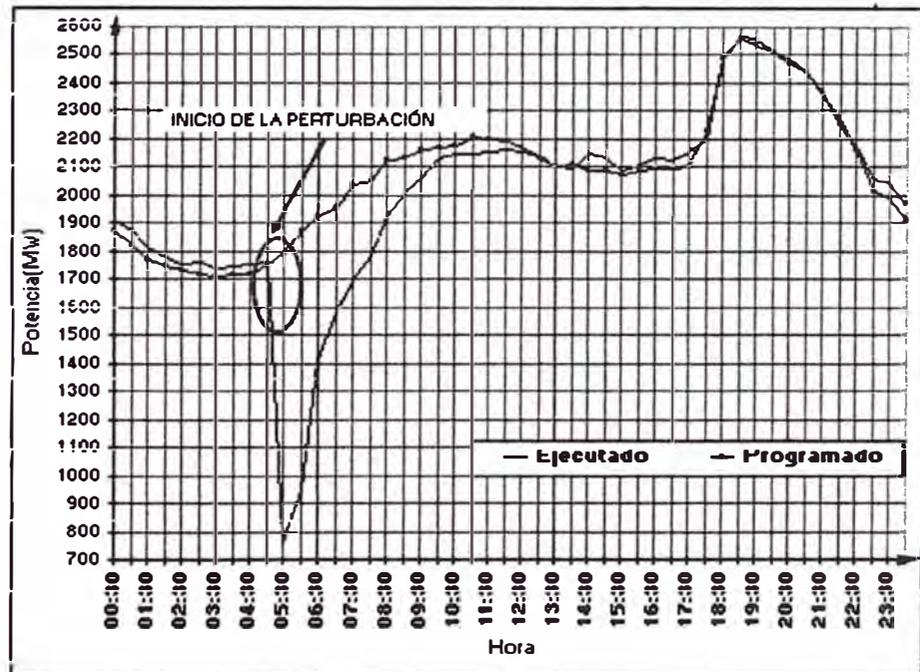


Figura 1.1. Ubicación del evento en el diagrama de carga

En la figura 1.1, se muestra el diagrama de carga del 29 de agosto del 2001, en la cual se ha ubicado el inicio de la perturbación y el efecto en la demanda con respecto a lo programado.

1.1.2. Generación en las principales centrales del SEIN.

- Centrales hidráulicas:

Central	MW	Central	MW	Central	MW
Mantaro	617	Yaupi	100	Hercca	0.8
Restitución	205	Oroy/Pacha	16.9	Charcani123	6.8
Huinco	0.0	Malpaso	2.0	Charcani 4	15.2
Matucana	80	C.Pato	65.2	Charcani 5	94.23
Callahuanca	66	Carhuaquero	10.5	Charcani 6	9.1
Moyopampa	61	Cahua	22.9	Aricota	7.0
Huampaní	28	Pariac	2.2	S Gaban	44.6
Chimay	0.0	G. Ciego	0.0	Machupichu	69.7
Yanango	15	Curumuy	11.0	Uchucchacua	2.0*

Tabla 1.1. Generación de las centrales hidráulicas del SEIN.

- Centrales Térmicas:

Central	MW	Central	MW	Central	MW
TGN-4 Malacas	84.8	TG1 Aguaytía	6.5	TG2 Aguaytía	79.3
Ilo1 TV1	10.0	Ilo1 TV3	22	Ilo1 TV4	22
San Rafael	0.3				

Tabla 1.2.- Generación de las centrales térmicas del SEIN

1.1.3. Demanda del Sistema Interconectado Nacional

La demanda del sistema, en el momento de la falla, era de 1763 MW, de las cuales 1538 MW (87.2%) era cubierta con generación hidráulica y 225 MW (12.8 %) con generación térmica.

1.2. Infraestructura afectada inicialmente.

1.2.1. Línea Eléctrica, características y antigüedad de las instalaciones.

Es una Línea de Transmisión de 220 kV de doble terna, denominadas L-2003 y L-2004, que conecta las subestaciones de Chavarría y Santa Rosa. Su capacidad de transmisión es de 457 MVA y fue puesta en servicio en el año 1964.

Las características principales son:

Longitud	8.4 Km.
Número de estructuras	18
Tipo de conductor	AAAC 490 mm ²

1.2.2. Falla del aislamiento, sus características, mantenimientos, condiciones del medio ambiente, antecedentes de la falla.

De acuerdo a las inspecciones oculares realizadas se halló una cadena de aisladores de suspensión de la fase "R" ubicados aproximadamente a 700 m de la S.E. Chavarria contorneados.

Los aisladores actuales son de porcelana cuya distancia de línea de fuga total es de 8,000 mm.

Se tenía previsto para noviembre del 2001 el reemplazo de los actuales aisladores por aisladores poliméricos de Silicona, de mejor desempeño que los actuales, Tanto del tipo suspensión y anclaje.

De acuerdo a lo reportado, en el momento de la falla, en la zona afectada estaba con intensas lloviznas.

De acuerdo a la estadística de falla 2000 y 2001 no se han registrado otras fallas de la misma naturaleza en la línea L-2004.

1.3. Sistema de protección de la línea afectada, funciones, selectividad.

1.3.1. Protección primaria.

La protección primaria de la línea es la de distancia ajustada con dos escalones (primera y segunda zona) y posee la función de

aceleración a través de la teleprotección lo cual asegura el aislamiento de la falla en tiempos menores a 100 ms.

1.3.2. Protección de respaldo y protecciones auxiliares y periféricas.

La protección de respaldo viene a constituir otro rele de distancia con similares características que el principal y cuenta con protecciones auxiliares de máxima corriente a tierra (67N), para fallas de alta impedancia o cuando no actúe la protección de distancia. Cuenta con el rele de "falla interruptor" (50BF) que actúa cuando el interruptor no ejecuta la orden de apertura ordenada por las protecciones. También esta habilitada la función de bloqueo por oscilación de potencia para evitar falsas actuaciones de la protección de distancia ante oscilaciones de potencia. La función recierre de la línea esta inhabilitada.

1.3.3. Sistema de registro de eventos (analizador de fallas).

Las características de la falla se han obtenido por la función de oscilografía del relé de distancia de la línea L-2004 y es complementada por lo registrado por el registrador de falla de la línea L-212 instalado en la S.E. Zapallal.

1.3.4. Registros y temporizaciones según GPS.

Los registradores no están sincronizados con GPS a excepción de las instaladas en las SS.EE. Mantaro y Socabaya de propiedad de Transmantaro.

Los registradores de eventos de Etesur y Etecen están sincronizados con GPS aunque por antecedentes se conoce que en algunas subestaciones no están sincronizados correctamente.

1.4. Previsiones de contingencias coordinadas

Debido a que la pérdida del enlace Chavarria – Santa Rosa no afectaría al sistema (no habría interrupción de suministros) cuya probabilidad de ocurrencia es baja debido al doble enlace que se dispone no se cuenta con un plan de contingencias específico.

Actualmente se ha recomendado que en las diferentes subestaciones que poseen doble barra, se opere con la carga distribuida en ambas barras con acoplamiento cerrado, para minimizar la interrupción de suministros en caso que ocurra una falla en barras.

1.5. Consecuencias reales de la contingencia.

La falla monofásica transitoria en la línea L-2004 debería ser aislada por la apertura monofásica de los interruptores de la línea y el recierre de la línea a los 400 ms. En estas condiciones la falla quedaría aislada y despejada totalmente sin provocar otras consecuencias en el Sistema.

En el presente caso, al estar inhabilitada la función recierre de la línea, al haber actuado incorrectamente la protección de falla interruptor de la línea y al ocurrir la respuesta inadecuada de las centrales de generación, dichos condicionantes han ocasionado que se expandan las consecuencias interrumpiendo los suministros en grandes proporciones.

1.5.1. Salidas de servicio no previstas.

Todas las desconexiones de los suministros y centrales de generación no debieron haber ocurrido. Estas se detallan en el capítulo III.

1.5.2. Centrales generadoras fuera de servicio.

En el subsistema Sur, salieron de servicio las centrales de generación Charcaní V, San Gabán, Ilo1 y Machupicchu.

En el subsistema Norte, salieron de servicio las CC.HH. Cañon del Pato, Carhuaquero, Curumuy y Cahua; y las CC.TT. Malacas, Aguaytía, Ilo1

1.5.3. Cargas desatendidas, intervalos de reposición.

En el anexo C se detalla las cargas interrumpidas y el intervalo de reposición.

1.5.4. Evaluación de la energía no atendida.

Con respecto a lo programado la energía no atendida fue de aproximadamente: 1668 MWh.

CAPITULO II

METODOLOGIA DE ANALISIS DE PERTURBACIONES

2.1 INTRODUCCIÓN

La metodología propuesta del registro de información y del análisis de las perturbaciones que ocurran en el Sistema Interconectado tienen las siguientes finalidades:

- Establecer un orden lógico de la sucesión de eventos en función del tiempo, que permita tomar conocimiento de la contingencia en forma rápida.
- Identificar claramente las causas, magnitud de parámetros y consecuencias de cada evento, siguiendo la progresión de las ocurrencias o perturbaciones.
- Inferir la oportunidad y precisión de las interrupciones para calificar objetivamente la actuación de los equipos de protección y la respuesta dinámica de las instalaciones del SEIN.
- Calificar las causas iniciales y el escalamiento consecutivo de la contingencia, la base de datos registrados, los medios de registro y la situación de la operación del sistema.

2.2. Parámetros de medida y su medida

2.2.1. Tensiones, Corriente, frecuencia, potencia: formas de registro.

Para la evaluación en estado permanente solo es necesario la evaluación de los parámetros de la corriente, la tensión y la frecuencia.

Para la evaluación del Sistema en estado dinámico es necesaria conocer las potencias activas, reactivas y ángulos de los equipos involucrados en el evento.

2.2.2. Tiempo patrón o tiempo GPS.

El tiempo patrón deberá corresponder a la sincronización con GPS etiquetada en la subestación.

La información de medida, posición de equipos, registros de las protecciones y alarmas deberán tener como referencia el tiempo sincronizado con GPS en la respectiva subestación.

2.2.3. Meteorología y datos adicionales.

La meteorología, es importante para tomarlo en consideración en el análisis y evaluar si ha sido un factor que ha influido en la perturbación.

También es necesaria la estadística de fallas de las perturbaciones, con la finalidad de encontrar hechos similares con resultados similares.

2.3. Instrumentos de registros de datos eléctricos.

2.3.1. Oscilo perturbógrafos.

Los registros serán obtenidos de los osciloperturbógrafos, serán remitidos en formato COMTRADE para su evaluación en cualquier software por las empresas.

2.3.2. Equipos de protección.

Los reportes de los equipos de protección son necesarios para su comparación de lo registrado por otros equipos.

Generalmente los equipos de protección moderna son relés multifunción que poseen varias funciones de protección concentradas en un solo equipo. Los reportes de oscilografía que disponen estos relés son necesarios para evaluar lo visto por el equipo y tomar las medidas correctivas en caso sea necesario.

2.3.3. Ubicación de los registradores de falla.

Los registradores de falla deben ser ubicados en las diferentes subestaciones del Sistema Eléctrico en forma estratégica de tal forma de permitir observar la variación de parámetros antes, durante y después de la perturbación. No es suficiente la función de oscilografía que poseen algunos relés multifunción debido a que esta información es la que observa el relé y no necesariamente lo que está ocurriendo en la red.

2.4. Interpretación y evaluación de registro

2.3.1. Amplitudes de la onda de tensión, corriente y ángulo; y valor de la frecuencia.

Para la evaluación de las protecciones es necesario conocer las magnitudes de los parámetros de la tensión, corriente y ángulo.

Para la evaluación en estado dinámico es necesario graficar la forma de onda de la potencia activa, reactiva y ángulo de fase para conocer el tipo de oscilación presentado y la posibilidad de la existencia de pérdida de paso.

En la actualidad existen programas que permiten conocer los valores de amplitud de tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, ángulo de desfasaje, etc., es decir, realizar gestión con los parámetros y realizar comparaciones.

También tienen la posibilidad de inyectar los resultados de los registros de los equipos de protección y observar las acciones realizadas por éste último.

2.3.2. Determinación de los intervalos de actuación.

La determinación de los intervalos de actuación de los equipos, se basarán en lo registrado por el SOE y corroborado por los respectivos registros oscilográficos.

Estos registros servirán para la evaluación de la secuencia cronológica de eventos producidos a consecuencia de la perturbación.

2.4. Conformación del informe de análisis de perturbaciones.

Para conseguir que la evaluación sea exitosa se propone un modelo de informe de perturbaciones en la que se clasificará la información en detalle para su posterior análisis. En función al análisis realizado se recomendará las acciones a tomar para evitar que suceda un hecho similar.

2.4.1. Referencias.

Indicación de la fecha (dd/mm/aa), hora (hh:mm), título de la perturbación y localización.

2.4.2. Configuración pre-falla.

Descripción operativa de la condición de operación pre falla incluyendo la conformación topológica de la red y los flujos de carga reales previos a la perturbación, adjuntando un esquema unifilar simplificado de la configuración de la red afectada.

Se evalúa el estado de la red antes de la falla: Reserva rotante, flujo de líneas, instalaciones fuera de servicio y todo aquello que tenga incidencia positiva o negativa en la falla.

2.4.3. Configuración Post-falla.

En ésta se debe incluir la conformación topológica de la red inmediatamente posterior a la perturbación, adjuntando un esquema unifilar simplificado de la configuración de la red afectada.

2.4.4. Descripción de los sucesos en orden cronológico

Se debe indicar en forma detallada, todos los eventos producidos debido a la perturbación y sus consecuencias, indicando

claramente las causas de cada desconexión de equipos, en orden cronológico, e indicando horario de ocurrencia de cada uno de ellos.

Se establece la secuencia cronológica de la operación de los equipos y de la respuesta del Sistema Eléctrico, en régimen transitorio (si fuera necesario) y en régimen periódico, hasta su estabilización al estado normal.

2.4.5. Maniobras realizadas para normalizar el servicio.

Indicación de las principales maniobras realizadas en las principales instalaciones para llegar a la configuración normal, en orden cronológico e indicando el horario de ocurrencia de cada una de ellas. Se deberá también incluir cuando corresponda, comentarios u observaciones sobre las posibles dificultades que se presentaron durante la normalización del sistema y que ocasionaron retardo de la misma, ya sea de carácter operativo, de comunicaciones o de falla de algún equipamiento.

2.4.6. Análisis del evento y de las actuaciones de protecciones.

Se debe realizar un análisis de los eventos ocurridos, indicando qué protecciones actuaron de acuerdo a lo previsto y cuáles no, consecuencias de la perturbación en las protecciones si la hubiera, incluyendo una estimación de la energía no suministrada a los usuarios del sistema por efecto de mala actuación de los mismos.

Se construye un árbol lógico con la finalidad de enlazar los eventos ocurridos en la perturbación.

2.4.7. Calidad de la energía.

Se deberá realizar una estimación de la potencia interrumpida (MW) por causas asociadas a la perturbación o por las maniobras de reposición. Asimismo se deberá evaluar la calidad de la energía por tensión, frecuencia, armónicos y otros parámetros de mala calidad de la energía eléctrica.

2.4.8. Medidas adoptadas.

Medidas correctivas adoptadas como consecuencia de la perturbación.

2.4.9. Conclusiones y acciones tomadas o a tomar.

Se deberán indicar las conclusiones del informe, incluyendo las acciones tomadas o a tomar cuando se haya detectado el incorrecto funcionamiento de equipos, de elementos de protección, de maniobra o automatismos, para evitar su repetición y lograr así una mejora en la calidad del suministro. Además se indicará todas las medidas a adoptar para obtener la información faltante o soluciones a los problemas de comunicaciones.

2.4.10. Anexos.

Deberán adjuntarse al informe registros, oscilogramas y documentos de las perturbaciones.

CAPITULO III

INFORME DE PERTURBACIONES DE LA FALLA EN LA LINEA L-2004 OCURRIDA EL 29 DE AGOSTO DEL 2001.

3.1. Referencias.

3.1.1. Título:

“Perturbación en el subsistema Norte y Sur por falla transitoria en la línea Chavarria-Santa Rosa (L-2004) de 220 kV”

3.1.2. Localización: Línea 220 kV Chavarria-Santa Rosa (L-2004).

3.1.3. Fecha y hora: 29 /08/2001, 05:09:36 h.

3.1.4. Causa de la falla: Condiciones climáticas (Lluvia) ocasionó deficiencia temporal del aislamiento en la fase “R” de la línea L-2004. Se ubico aisladores contorneados a 700 m de la S.E. Chavarria.

3.2. Configuración pre-falla.

En el anexo A se presenta el diagrama unificar simplificado del sistema de la configuración pre-falla.

3.2.1. Centrales hidráulicas en servicio

En la tabla 3.1 se resume las magnitudes de las potencias de las centrales en servicio antes de la falla.

Central	MW	Central	MW	Central	MW
Mantaro	617	Yaupi	100	Hercca	0.8
Restitución	205	Oroy/Pacha	16.9	Charcani123	6.8
Huinco	0.0	Malpaso	2.0	Charcani 4	15.2
Matucana	80	C.Pato	65.2	Charcani 5	94.23
Callahuanca	66	Carhuaquero	10.5	Charcani 6	9.1
Moyopampa	61	Cahua	22.9	Aricota	7.0
Huampaní	28	Pariac	2.2	S Gaban	44.6
Chimay	0.0	G. Ciego	0.0	Machupichu	69.7
Yanango	15	Curumuy	11.0	Uchucchacua	2.0*

Tabla 3.1 Generación hidráulica de las centrales antes de la perturbación

3.2.2. Centrales Térmicas en servicio

Central	MW	Central	MW	Central	MW
TGN-4 Malacas	84.8	TG1 Aguaytía	6.5	TG2 Aguaytía	79.3
Ilo1 TV1	10.0	Ilo1 TV3	22	Ilo1 TV4	22
San Rafael	0.3				

Tabla 3.2. Generación térmica de las centrales antes de la perturbación

3.2.3. Flujo de líneas importantes:

Código del equipo	Dirección del flujo	Flujo (MW)
L-212	De Zapallal a Huacho	37
L-703	De Carhuamayo a Paragsha 2	37
L-704	De Paragsha2 a Paragsha 1	37
L-2053/2054	De Cotaruse a Socabaya	55

Tabla 3.3. Flujo en líneas importantes

3.2.4. Instalaciones fuera de servicio

- Líneas

Línea L-2051 (Mantaro-Cotaruse) de 220 kV. Motivo: Mantenimiento preventivo.

Línea L-104 (Chimbote1 – Huallanca) de 138 kV. Motivo: Operación (regulación de tensión)

Línea L-2025 (Moquegua – Socabaya). Operación (regulación de tensión)

- Transformador

Transformador TR1 220/138 kV de Socabaya.

- Centrales de generación

Central Gallito Ciego, C.H. Huinco G-4, C.H. Charcaní V G-1. C.T. Ilo21.

3.3. Configuración Post-falla.

Los suministros atendidos por la Subestación Chavarria quedaron sin suministro (355 MW).

El subsistema Norte colapsó afectándose todos los suministros de las SS.EE. Huacho, Chimbote, Guadalupe, Trujillo, Chiclayo, Piura, Talara y Tumbes (340 MW).

También, desconectaron las líneas de 138 kV Carhuamayo-Paragsha1 (L-703) y Paragsha1-Paragsha2 (L-704), interrumpiendo 41 MW de las cargas de Electroandes; así mismo, quedaron sin suministro las S.E. Huanuco, Tingo María, Aucayacu, Tocache y Vizcarra.

En el subsistema Sur, salieron de sincronismo las centrales de generación Charcani, San Gabán, Ilo1 y Machupicchu.

Desconectó las líneas de interconexión Cotaruse – Socabaya (L-2053 y L-2054). En estas condiciones colapsó el subsistema Sur (296 MW).

3.4. Descripción de los eventos en orden cronológico.

3.4.1. Área Operativa Norte:

A las 05:09:36 h se produce una falla en la línea L-2004 por pérdida de aislamiento en la fase “R” a través de la cadena de aisladores.

Después de 350 ms, la falla fue despejada por la apertura de los interruptores de la línea L-2004 en la S.E. Chavarria y en la S.E. Santa Rosa por actuación de la protección de distancia en segunda zona.

Asimismo, en la S.E. Chavarria, desconectaron todos los interruptores de la barra 220 kV por actuación de la protección 50BF (Protección de falla interruptor) de la línea L-2004 en la S.E. Chavarria.

En la CT Aguaytía desconectó el grupo GT12 con una generación de 85.5 MW por actuación de su protección “reverse power”.

En los eventos subsiguientes, que se detallan a continuación, las protecciones actuaron inadecuadamente debido a la inestabilidad del sistema.

De acuerdo al reporte de eventos de la línea L-703 de la S.E. Carhuamayo, la línea desconectó con 84.38 MW, por actuación de la protección de distancia R,S,T ante la inestabilidad del sistema.

La línea L-704 desconectó en la S.E. Paragsha1 por actuación de la protección de la potencia inversa con 10.9 MW (ajustado en

tiempo inverso). Esta actuación de la protección obedece a una lógica pre establecida.

A las 05:10:13.494h, de acuerdo al SOE de ETECEN, desconectó la línea L-212 en la S.E. Zapallal con 820 A y tensión 14kV, zona 1 debido a la inestabilidad del sistema. **La desconexión de la línea L-212 aisló el área norte del SEIN.**

En la CT Aguaytía, desconectó el grupo GT11 por actuación de su protección "Load Rejection" ante el déficit de potencia activa del Área operativa Norte.

Asimismo, desconectó la línea L-101 en la S.E. Paramonga Existente por actuación de la protección de mínima frecuencia, quedando la C.H. Cahua en sistema aislado con la S.E. Paramonga Existente, con una frecuencia de 56.394hz, de acuerdo al registro de frecuencia de la C.H. CAHUA.

A las 05:10:14.603h desconectó la C.H. Cañón del Pato por actuación de la protección de mínima frecuencia (ajustado a 56 Hz, 1.81 s).

A las 05:10:15.760h, desconectó el transformador de la TGN4 por actuación de la protección de mínima frecuencia (la frecuencia en el área Paramonga-Zorritos era aproximadamente 53 Hz, de acuerdo a lo deducido del oscilograma TR 1640, de la S.E. Piura de la línea L-248).

A las 05:10:16.260h, desconectó las líneas L-103 y L-105 en la S.E. Chimbote por actuación de su protección de distancia primera zona.

A las 05:10:16.480h, la línea L-248 desconectó en la S.E. Talara por actuación de la protección de distancia zona 1.

A las 05:10:18.200h desconectó la C.H. Carhuaquero por actuación del relé de secuencia negativa.

A las 06:08:22h la frecuencia descendió hasta 59.143 Hz durante el proceso de normalización del SEIN, ocasionando la interrupción de suministros por rechazo de mínima frecuencia.

3.4.2. Area Operativa Sur

En ésta área operativa, las diferentes protecciones operaron en forma inadecuada debido a la fuerte inestabilidad del sistema (pérdida de sincronismo). Se describe a continuación la secuencia de eventos:

Luego de la desconexión de la S.E. Chavarría, a las 05:10:25.620h se desconectó la línea L-1021(Santuario – Socabaya) en la S.E. Santuario, por actuación de la protección de distancia. La línea L-1022 (Santuario – Socabaya) continuó en servicio.

Se registra la salida de los grupos TV3 y TV4 de la Central de Ilo 1, ambas por actuación de sus protecciones de potencia inversa (0.61MW, tiempo: 3 s) y sobreexcitación, descargando 44 MW.

A continuación se registra la desconexión de los grupos 1, 2 y 3 de la central Machupicchu, descargando 69 MW, por actuación de su

protección de sobre frecuencia con un ajuste de 62 Hz, 10 segundos. En la S.E. Dolorespata se registró una sobre frecuencia de 62.65 Hz por más de 10 segundos.

A las 05:10:26.530h se desconectó la línea L-2026 en ambos extremos (Socabaya y Moquegua) por actuación de su protección de distancia, sin haber falla en la línea. En la S.E. Socabaya la protección operó en primer escalón ante la presencia de oscilaciones de potencia.

A las 05:10:26.808h se desconectó la línea L-1020 (Santuario – Callalli) en la S.E. Santuario por actuación de su protección de distancia, ante la presencia de oscilación de potencia. Como consecuencia de la salida de la L-1020, las centrales San Gabán, Ilo1 (TV1) y Aricota 1 y 2 se quedan alimentando la carga de Cusco, Puno, Moquegua (SPCC) y Tacna.

A las 05:10:27.303h se desconectan las líneas Jesús1, Jesús 2, Parque Industrial 1 y Parque Industrial 2, por actuación de su protección de mínima tensión, aislando del sistema a las centrales Charcani I,II,III,IV y VI. Las centrales Charcani IV y VI se quedaron alimentando las cargas de la ciudad de Arequipa, registrándose un rechazo de carga de 2.4 MW por mínima frecuencia del transformador No 2 de la S.E. Chilina. La desconexión del transformador de 11.5 MVA de 5.25 / 33 kV por actuación de la protección de sobre tensión lado 5,25 kV ajustado en 10% 2 segundos, ocasionó que los grupos de las centrales Charcani I,II y III en vacío.

A las 05:10:27.714h desconectaron las líneas L-1021, L-1022 (Socabaya – Santuario) en la S.E. Socabaya, por actuación de su

protección de distancia ante oscilaciones de potencia(Charcani V y las centrales del SEIN), provocando el aislamiento de la central Charcani V, la cual quedó alimentando la carga de la S.E. Jesús.

Se registra la desconexión de los grupos 1 y 2 de la C.H. San Gabán II descargando 51.35 MW, por actuación de la protección de mínima frecuencia, ajustada en 56 Hz y 0,3 segundos. En la S.E Azángaro se registró 55.1 Hertz. El flujo de potencia por la L-2030 (Moquegua – Puno) se invierte con dirección a la S.E. Puno.

A las 05:10:27:880h la L-2030 desconectó por actuación de su protección de distancia, sin presentarse falla en la línea.

A las 05:10:27:714h se desconectaron las líneas L-1023 y L-1024 (Socabaya – Cerro Verde) por actuación de su protección de mínima tensión, ajustados al 70 % de la tensión nominal, 3 segundos.

A las 05:10:27:833h se desconectaron las líneas de interconexión L-2053 y L-2054, con 315 kV (Cotaruse – Socabaya) por actuación de su protección de sobretensión, ajustada a 308 kV y 250 milisegundos. En la S.E. Socabaya se registró una tensión de 315 kV al quedarse sin carga.

A las 05:24:09:070h se desconectó la L-2029 (Moquegua – Tacna) por actuación de su protección de mínima tensión, ajustada en 141kV y 4 segundos.

La C.T. Ilo1 TV1 se quedó alimentando la carga de la fundición de SPCC y las líneas de 138 kV (Ilo1 – Toquepala e Ilo1 –

Moquegua) desconectando finalmente a las 05:22 h aproximadamente por actuación de la protección de sobreexcitación.

Las centrales Aricota 1 y 2 se quedaron alimentando la carga de la S.E. Sarita.

A las 05:10:30.364h desconectaron el trafo1 y trafo2 138/35 kV por mínima tensión.

3.5. Maniobras realizadas para normalizar el servicio.

En el anexo B se detalla las maniobras realizadas con la finalidad de normalizar los suministros afectados del SEIN.

3.6. Análisis del evento y de las actuaciones de protecciones.

En el siguiente capítulo se realiza un análisis detallado de la perturbación.

3.7. Calidad de la energía.

En el anexo C se muestra el detalle de los suministros interrumpidos en el sistema eléctrico.

3.8. Medidas adoptadas.

- Limpieza de los aisladores de las líneas L-2004.
- Corrección de la función "Falla Interruptor" 50BF de la celda de la línea L-2004 en la S.E. Chavarria.
- Distribución de carga en las dos barras 220 kV de la S.E. Chavarria con la finalidad de evitar la pérdida total de la subestación ante una falla similar.

3.9. Conclusiones y acciones tomadas o a tomar.

3.9.1. Conclusiones.

a) En principio, la fuerte llovizna no debe ocasionar una pérdida de aislamiento en el aislador de la línea, más bien por una falta de mantenimiento adecuado (limpieza de aisladores) agravado por la llovizna podría desencadenar en una pérdida de aislamiento superficial por los aisladores.

b) La falla monofásica en la línea L-2004, debió ser despejada por el recierre monofásico, pero la inoperancia de dicha función ocasionó la desconexión de la línea en forma tripolar.

c) La falsa señal de no operación del interruptor en la línea L-2004 en la S.E. Chavarria (que ocasionó la desconexión de las líneas conectadas a la barra) se debe a una inadecuada supervisión en el montaje y a las pruebas de rigor que se someten rutinariamente los equipos de protección.

d) La respuesta inadecuada de los reguladores de velocidad del grupo TG-2 de la CT Aguaytía ante la variación de frecuencia condujo al Área Operativa Norte a un estado inestable.

e) Hubo una fuerte inestabilidad de los subsistemas Norte y Sur. Esta inestabilidad engendro el pasaje de ceros virtuales de tensión que condujeron al desmantelamiento de la red Sur.

3.9.2. Acciones tomadas.

a) Se realizó una inspección rigurosa con línea energizada, encontrándose en la torre Nro. 18 de la línea L-2004 huellas de descargas por efluvios (coloración superficial por hollín en algunas aletas).

- b) La propietaria realizó la limpieza de todos los aisladores de la línea L-2004 y el retiro de tres aisladores con el fin de verificar su estado físico y realizar pruebas mecánicas y eléctricas.
- c) La propietaria desconectó el relé 50 BF hasta investigar la causa de la actuación inadecuada.

3.9.3. Acciones a tomar.

Se recomienda a las empresas concesionarias de líneas de transmisión, revisar su programa mantenimiento preventivo para evitar fallas transitorias con las mismas características que las presentadas.

Se ha recomendado la realización de un estudio integral de la respuesta del sistema eléctrico en estado dinámico y las estrategias de desconexiones automáticas con la finalidad de minimizar las consecuencias en una perturbación.

Se ha recomendado la realización de un estudio integral de la coordinación de las protecciones de los equipos del Sistema Eléctrico.

Se ha recomendado la elaboración de un plan de contingencias del sistema eléctrico.

CAPITULO IV

ANALISIS DE LA PERTURBACION Y DE LA PARTICIPACION DE LAS PROTECCIONES.

4.1. Estado permanente.

4.1.1. Subsistema Centro Norte

La pérdida de aislamiento en la línea L-2004, se produce por descarga superficial en el aislador de la torre T-1 agravado por la lluvia y la humedad de la hora de la falla.

La falla transitoria monofásica a tierra, debió ser despejada por la operación de la función recierre de la línea L-2004, que se encontraba bloqueada por recomendación de la autoridad (OSINERG).

La protección de distancia de la línea L-2004 actuó en forma retardada debido a que su ajuste no fue suficiente para detectar la falla en zona 1 en la S.E. Santa Rosa, propiciando que la falla sea eliminada en tiempos de segunda zona (zona1= 80 ms. ; zona2= 300 ms). La apertura trifásica de la línea L-2004 en ambos extremos despejó la falla monofásica del SEIN.

La actuación incorrecta del relé 50BF de la línea L-2004 en la S.E. Chavarría, ocasionó las siguientes consecuencias:

- La desconexión de los interruptores conectados a la barra 220 kV de la S.E. Chavarría.
- La interrupción de suministros en dicha subestación con 311.0 MW, la sobrecarga en las líneas L-703 y L-704.
- La sobre tensión en las barras 220 kV de la S.E. San Juan (se elevó hasta 241 kV).
- El incremento de la frecuencia del SEIN de 60.09Hz hasta 62.12 Hz. ; y
- El cambio de configuración entre el Subsistema Norte y el SEIN.

Debido a la sobre frecuencia en el SEIN (62.12 Hz) desconectó la unidad TG-2 de la C. T. Aguaytía (con 79.3 MW aproximadamente), por actuación de la protección de potencia inversa. La desconexión de la TG-2 de la C.T. Aguaytía ocasionó que el flujo en la línea L-212 se incremente sustancialmente.

La línea L-703, desconectó por actuación incorrecta de su protección de distancia en primera zona sin haber falla en la línea.

La desconexión de la línea L-704, por actuación de la protección de potencia inversa al invertirse en esta línea por la desconexión de la línea L-703.

El cambio de configuración del sistema al desconectar la S.E. Chavarria, la desconexión de la CT Aguaytía, y de las líneas L-703 y L-704 incrementaron el flujo en la línea L-212, de acuerdo al oscilograma del anexo 01, condujeron a una inestabilidad de tensión (flujo a 820 A,

frecuencia de 59.98Hz) desconectando finalmente por actuación incorrecta de su protección de distancia en primera zona, sin haber falla en la línea, recuperándose la tensión en sistema norte y elevándose en el SEIN.

La desconexión de la línea L-212 ocasiona que el área Huacho-Talara quedara con déficit de oferta de generación y el colapso de dicha área por mínima frecuencia.

4.1.2. Subsistema Sur

Después de 12.126 seg. de la desconexión de la línea L-212 de acuerdo a la comparación realizada con los registros de scada de ETESUR y ETECEN, la línea L-1021 desconectó por actuación de la protección de distancia zona 1, sin existir falla en la línea, por oscilaciones de potencia (la frecuencia máxima de oscilación registrada en las líneas L-2053 y L-2054 fue de 5Hz).

Las TV3 y TV4 de la C.T. Ilo1 de propiedad de ENERSUR, desconectaron por la sobrefrecuencia registrada en el SEIN.

La línea L-2026 desconectó en ambos extremos por actuación de su protección de distancia, ocasionando que las barras Ilo 1, Moquegua, Puno, Azángaro queden conectados radialmente a través de la línea L-1020 (Santuario-Callalli).

Al desconectar la línea L-1020 Santuario-Callalli, el área Callalli-Ilo queda en sistema aislado del SEIN con déficit de generación, desconectando la C.H. San Gabán2 (55.1Hz registrado en la línea L-1006) por mínima frecuencia.

Al desconectar la línea L-2030 Moquegua-Puno, sin haber falla en la línea, después de 70 ms de la inversión del flujo de potencia al desconectarse la C.H. San Gabán (55.1Hz), el área Tacna quedó aislado con la C.T. Ilo1 y la C.H. Aricota.

La desconexión de las líneas L-1021 y L-1022 por la actuación de su protección de distancia, sin haber falla en la línea, ocasionó que la C.H. Charcani V quede en sistema aislado con la S.E. Jesús (6.72MW) con sobreoferta de generación. (No se puede precisar el valor de frecuencia por no disponer de registros en la C.H. Charcani V).

La desconexión de las líneas L-1023 y L-1024 ocasionaron la interrupción de suministros en la S.E. Cerro Verde, S.E. Mollendo con 2.3 MW y en la S.E. Repartición con 2.0MW estando conectado a la interconexión (líneas L-2053 y L-2054).

Las líneas L-2053 y L-2054 desconectaron por actuación de su protección de sobretensión al quedarse en vacío (flujo aproximado en las líneas 0 MW).

4.2. Estado dinámico

4.2.1. Área operativa Norte

La desconexión del grupo TG-2 de la C.T. Aguaytía por operación de su protección de potencia inversa, incide significativamente en el incremento del flujo de la línea L-212.

Debido a la falta de registros oscilográficos en la CT Aguaytía para evaluar el estado dinámico de la central, se simuló la falla en estado transitorio, tal como se muestra en el anexo G.

De las simulaciones realizadas en estado transitorio (anexo G), se puede observar que bajo ninguna circunstancia en el grupo TG-2 pudo manifestarse una potencia entrante a la central como consecuencia de la perturbación ocurrida a consecuencia de la falla y desconexión de la carga en la S.E. Chavarria. También se puede observar que a consecuencia de la falla en la unidad TG-1 (que se encontraba en carga mínima con 6 MW) habría la posibilidad de presencia de potencia inversa, pero por el tiempo que incursiona esta potencia no hace operar a la protección de potencia inversa.

Al evaluar el gráfico del registro de potencia, se observa que la potencia inversa ocurrió después del cierre de las válvulas de gas a la turbina por una respuesta descoordinada de los inyectores de gas ante la perturbación.

Del oscilograma de la línea L-212 de la S.E. Zapallal, se observa que previa a la apertura del interruptor existe una gran corriente de aproximadamente 820 amperios y una gran caída de tensión, que llega hasta cerca de 14 kV, así mismo se nota una oscilación de potencia muy rápida, llegando a desfasarse la tensión y la corriente desde 54 grados hasta 180 grados en solo cuatro ciclos. Esto hizo que en el lado de alta tensión una impedancia de 10 ohmios, detectándola como una falla trifásica, ordenando la apertura de su interruptor en primera zona.

De la información del módulo de registros históricos del SCADA (datos cada 20 segundos) se ha graficado la variación de la carga por la línea L-212 (Zapallal- Huacho) en la subestación Zapallal en esta se

aprecia que previo a la falla la carga de la línea era de aproximadamente 37 MW, y luego de la falla alcanza el valor de 196 MW.

De la oscilografía de la líneas 138 kV Chimbote1 – Huallanca (L-103) en la subestación Chimbote 1, se observa que después de la desconexión de la L-212, El área operativa Norte quedó aislado del SEIN con déficit de potencia activa manifestado en el descenso de la frecuencia hasta 52 Hz y finalmente la interrupción total de los suministros del Norte.

4.2.2. Área operativa Sur

En la figura 4.1, se compara las frecuencias de las subestaciones de Mantaro y Socabaya.

También se observa que la frecuencia de la red norte, se sitúa a 61,77 Hz. al comienzo del registro esta instalación esta ($t=864\text{ms}$), en incremento progresivo hasta 63,00Hz al final del registro.

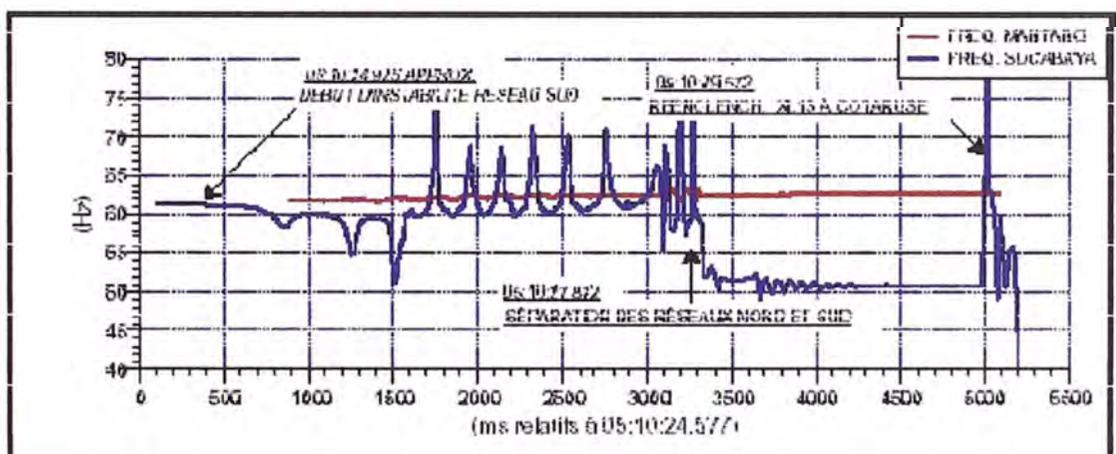


Figura 4.1. Frecuencia registrada en las SS.EE. de Mantaro y Socabaya

La frecuencia de la Red Sur, se incrementa a 61,54 Hz a $T=100\text{ms}$, al comienzo del registro de esta subestación. Se observa fuertes oscilaciones que corresponden a una situación de inestabilidad. En efecto, Las 9 primeras puntas son el reflejo de ceros virtuales de tensión, ocasionadas por la inestabilidad presentada.

En $T= 3135\text{ms}$, hay una separación de las redes sur y norte por la desconexión de las líneas de la red del Sur cuyos interruptores abren haciendo que la subestación de Socabaya quede en antena por aproximadamente 250ms sobre Mantaro, hasta la desconexión de la interconexión.

Por el comportamiento muy diferente de las 2 frecuencias de los dos sistemas se concluye que el sur estaba fuera de sincronismo, con una inestabilidad de la red sur que conducía a la separación de los dos sistemas.

La figura 4.2, presenta las oscilaciones de la potencia registradas entre Mantaro y Socabaya, desde el comienzo de la inestabilidad hasta la desconexión de la interconexión. Estas curvas han sido obtenidas por la suma de potencias de las líneas de cada extremo.

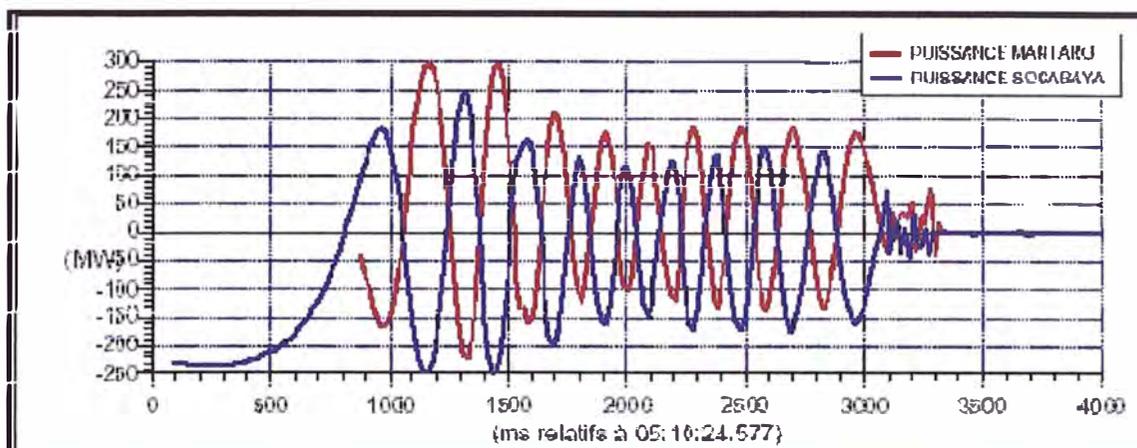


Figura 4.2 Oscilaciones de potencia en la interconexión.

Se observa 9 inversiones de potencia hasta la desconexión de la interconexión. La curva de un lado Socabaya (en azul) muestra que la inestabilidad empieza aproximadamente a $T = 350$ (05:10:24,925) como ha sido identificada en el gráfico anterior.

La figura 4.3, muestra los registros de las tensiones superpuestas en el tiempo, de las 3 instalaciones.

Las principales observaciones a extraer de este gráfico son las siguientes:

- La configuración de los sistemas Centro Norte y Sur al comienzo de la inestabilidad propiciaba que el primer cero virtual de tensión apareciera cerca de Cotaruse, como lo muestra la curva en negro oscuro. En la interconexión, las protecciones de la distancia instantáneas son inoperantes cuando las telecomunicaciones están activas. Las protecciones primarias, de tipo diferencial no toman acción sobre las oscilaciones de potencia.

- Los ceros virtuales siguientes se desplazaron de Cotaruse hacia Socabaya, probablemente seguido de los desencadenamientos graduales de las

demás líneas del subsistema Sur. Este fenómeno está ilustrado sobre el gráfico por un remonte progresivo de las bajadas de tensión de la subestación Cotaruse, simultáneamente a una disminución de esas mismas bajadas de tensión, del lado de Socabaya.

- Las líneas 2053 y 2054 se desmantelaron de las subestaciones de Cotaruse y Socabaya. La línea 2052, queda bajo tensión de la S.E. de Mantaro mientras que la tensión se mantenía a aproximadamente 1.1. p.u. en esta instalación.

- Las figuras 4.4 y 4.5, muestran las bajas tensiones registradas sobre cada una de las fases de las 3 líneas de la subestación Cotaruse, momento de la separación del Sur.

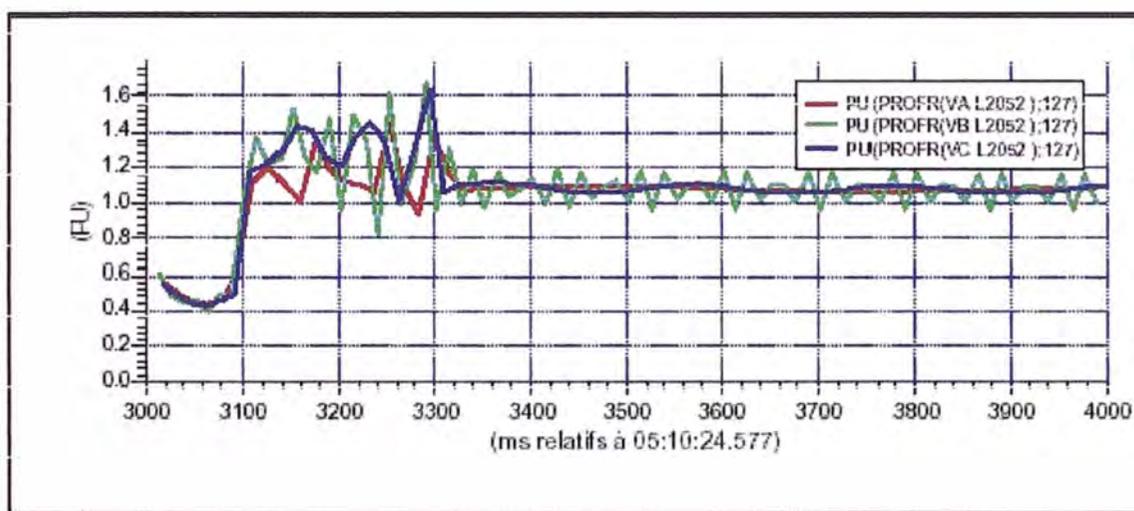


Figura 4.3. Perfil de tensión de la línea L-2052 en la S.E. Cotaruse.

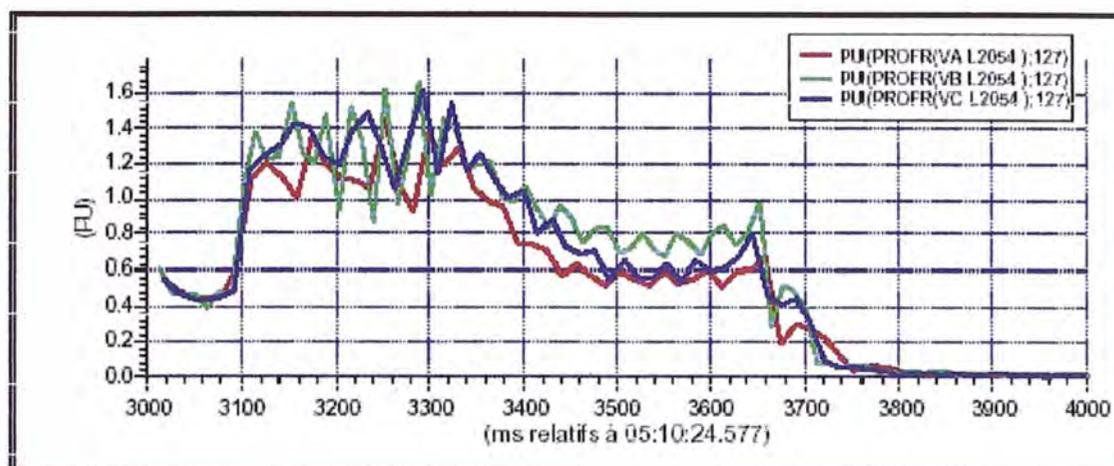


Figura 4.4. Perfil de tensiones RMS de la línea L-2053 en la S.E. Cotaruse

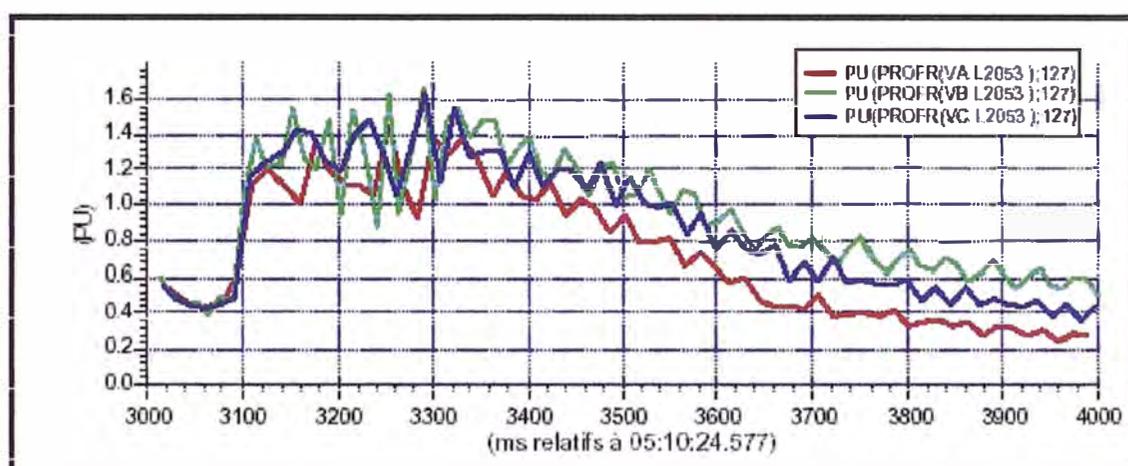


Figura 4.5. Perfil de tensiones RMS de la línea L-2054 en la S.E. Cotaruse.

Se observa que las bajas tensiones estuvieron limitadas a un máximo de aproximadamente 1,6 p.u. rms, por una duración de aproximadamente 250 ms. ocasionando la desconexión de estas líneas por sobretensión (ajustadas 1,4p.u, 250 ms.).

La figura 4.6, compara las tensiones 220 y 138 kV, registradas en la subestación de Socabaya

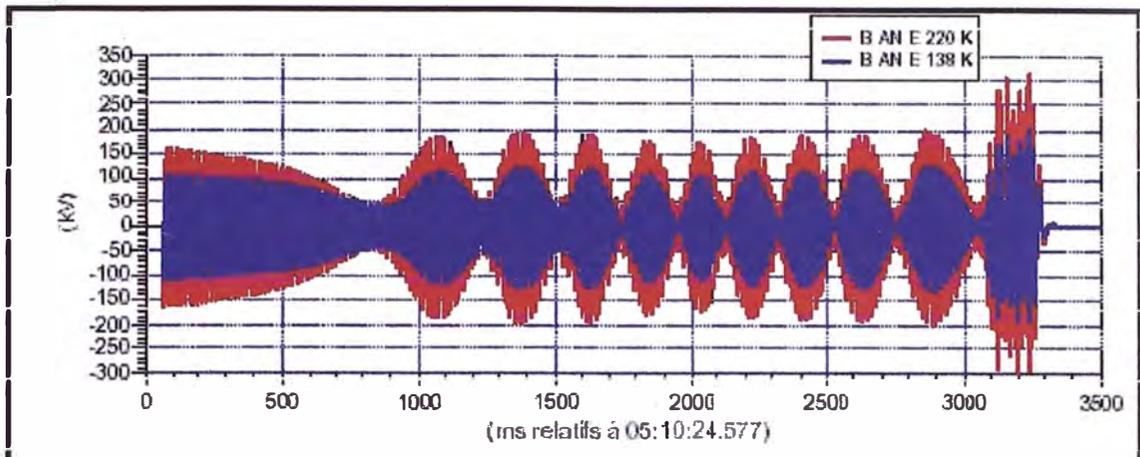


Figura 4.6. Comparación de tensiones 220 kV y 138 kV en la S.E. Socabaya

Este gráfico se muestra que los dos sistemas de 220 kV y 138 kV se quedaron ligados a la subestación de Socabaya durante la inestabilidad.

En la figura 4.7, aquí debajo muestra una vista de la 2ª y 3ª oscilación del gráfico anterior.

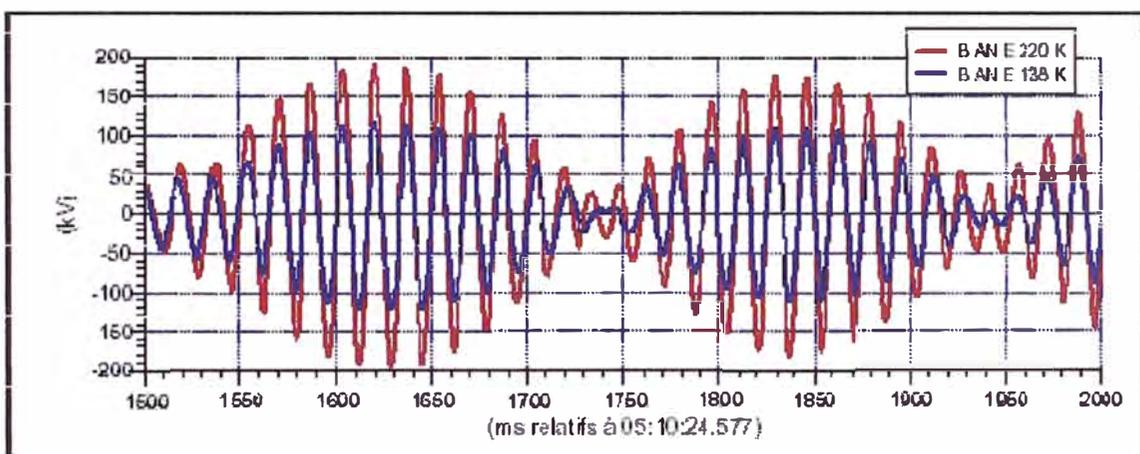


Figura 4.7. Comparación de la tensión 220 kV y 138 kV (Zoom) en la S.E. Socabaya.

Además de demostrar la reacción perfectamente sincronizada de las sub-redes 138 kV y 220 kV de la subestación de

Socabaya, este grafico muestra que los ceros virtuales pasaron progresivamente de la red 220 kV hacia la red 138 kV. En efecto, se constata que las bajas de tensiones se acentúan dentro del tiempo en la curva 138 kV (en azul), momento en que ellas se atenúan en la curva 220kV (en rojo).

Este fenómeno se ilustra de manera global, por la comparación de perfiles rms de estas mismas tensiones en la figura 4.8,

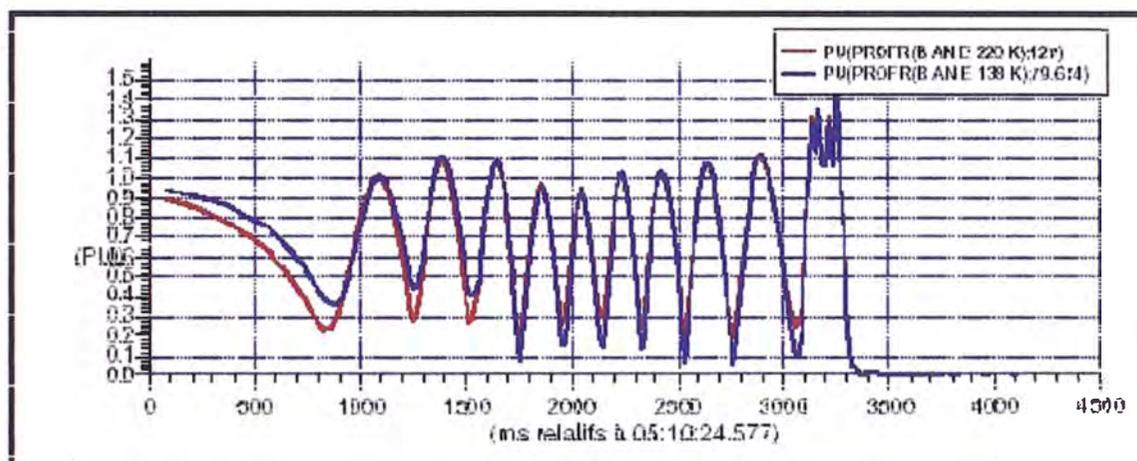


Figura 4.8. Perfil de tensiones 220 kV y 138 kV RMS en la S.E. Socabaya.

CONCLUSIONES

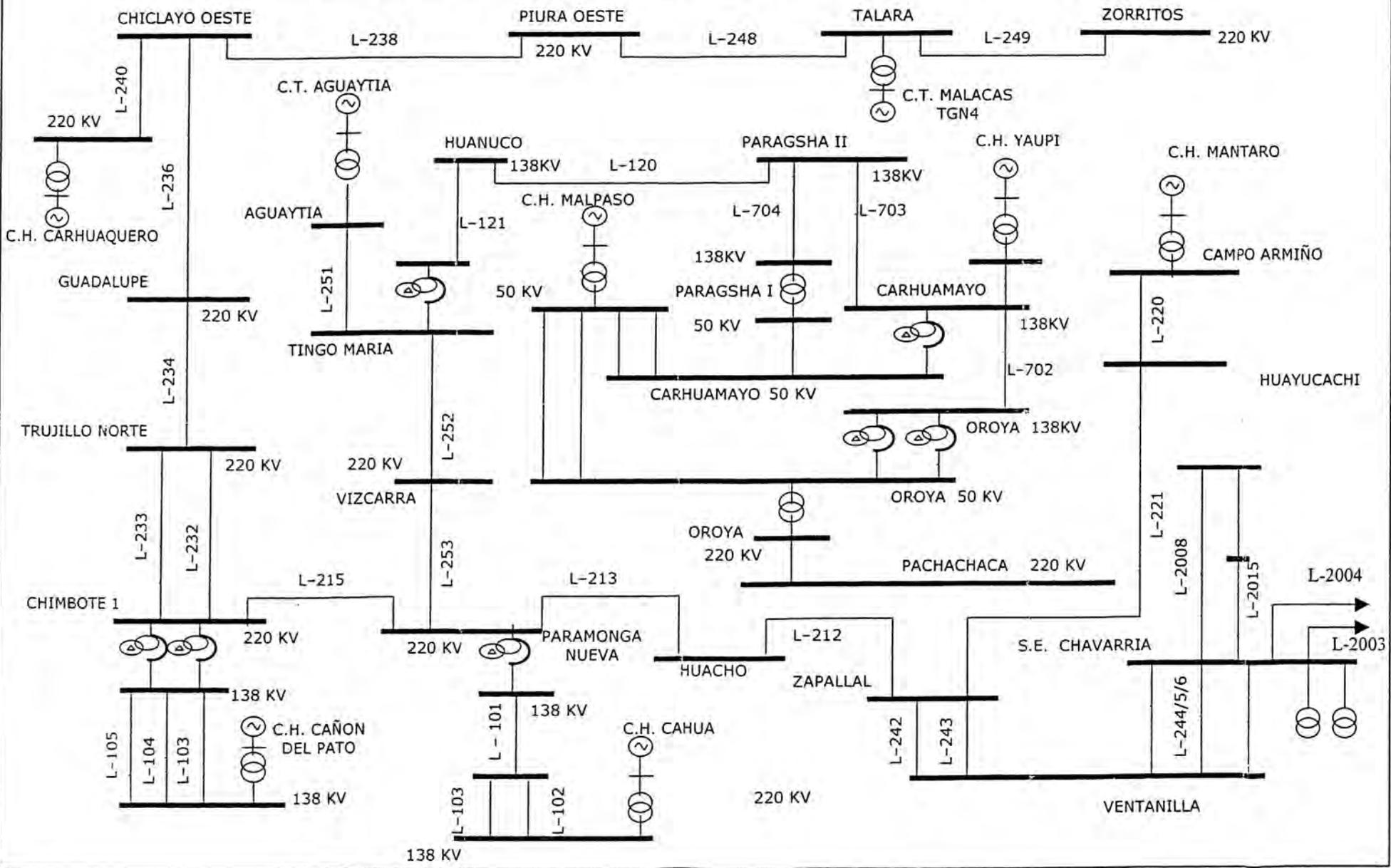
1. Se puede concluir que en la línea L-2004 y su celda de la S.E. Chavarría no se realizó un correcto mantenimiento predictivo.
2. La falta de un estudio integral de protecciones, que considere las ampliaciones y modificaciones realizadas, ocasiona que actualmente los equipos del Sistema Interconectado Nacional desconecten por actuación de sus protecciones en forma descoordinada.
3. El Sistema Interconectado Nacional no cuenta con una estrategia integral que pueda minimizar las consecuencias ante situaciones de inestabilidad ocasionando actuaciones descoordinadas de los equipos de protección agravando la inestabilidad presentada.
4. La falta de un plan de contingencias ocasiona mayores tiempos en la normalización de suministros y el uso de los recursos energéticos del Sistema Interconectado Nacional (SEIN) de manera improvisada con una gran tendencia al error.
5. El SEIN no dispone de dispositivos registradores de eventos en las subestaciones principales, tampoco de estaciones meteorológicas ni los equipos de registros están sincronizados con GPS ocasionando que sea difícil la evaluación de las perturbaciones en su integridad.

ANEXO A

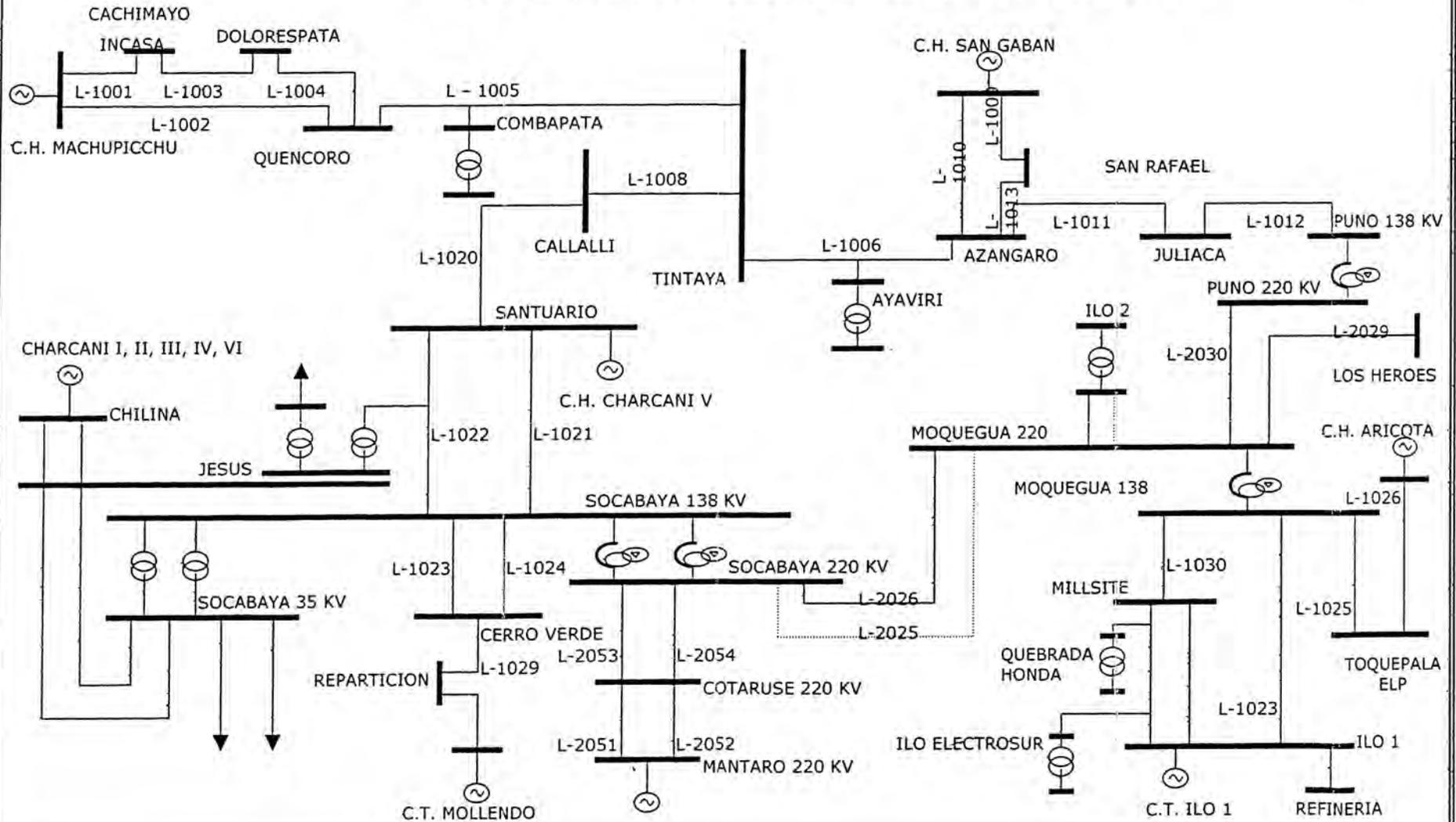
DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL SISTEMA

ELECTRICO PRE-FALLA

Diag. A.1 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA CENTRO NORTE PRE-FALLA



Diag.A2 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA SUR PRE-FALLA



ANEXO B

MANIOBRAS REALIZADAS PARA NORMALIZAR LOS SUMINISTROS

MANIOBRAS REALIZADAS PARA NORMALIZAR LOS SUMINISTROS AFECTADOS.

HORA	EVENTO
05:11:00.000	Se coordinó el arranque de centrales Térmicas en Piura, Sullana y Paita.
05:11:41.700	En la S.E. Carhuamayo se repuso la línea L-703 (Carhuamayo - Paragsha 2).
05:13:00.000	En la C.H. Carhuaquero en servicio el grupo G-1 y se coordinó el arranque de la C.T. Talara.
05:13:24.710	En la S.E. Independencia se desconectó la línea L-203 para controlar tensiones en Lima.
05:13:51.900	En la S.E. Paragsha1 se normalizó la línea L-704.
05:14:00.000	Se coordinó el arranque de la C.T. Trujillo.
05:14:04.920	Se desconectó la línea L-221 por operación.
05:15:00.000	En la C.H. Carhuaquero en servicio el grupo G-2
05:15:00.390	En servicio la barra de 138kV de la S.E. Huanuco a través de la línea L-120 (Huanuco-Paragsha 2).
05:15:21.970	En la S.E. Huanuco, se energizó la línea L-121(Huanuco-Tino María).

HORA	EVENTO
05:15:34.100	En servicio la barra de 138kV de la S.E. Tingo María través de la L-121.
05:17:05.280	En servicio la línea L-1039 a Aucayacu.
05:20:10.400	En servicio la barra de 10kV de la S.E. Tingo María, se normalizó las cargas de Electrocentro.
05:20:38.360	Se desconectó la línea L-207 para bajar tensión en Lima.
05:21:46.710	En servicio la barra de 22.9kV de Huanuco, procediendo a recuperar las cargas.
05:23:23.490	En servicio la barra de 10kV de la S.E. Huanuco.
05:25:02.187	Se apertura el interruptor de la línea L-2003 en la S.E. Santa Rosa.
05:29:54.740	En servicio la barra de 220kV de la S.E. Paramonga Nueva.
05:31:00.000	En la S.E. Carhuaquero se energizó la línea L-240.
05:32:32.630	En servicio la barra de 220kV de la S.E. Chiclayo Oeste a través de la L-240(Chiclayo-Carhuaquero).
05:33:33.150	En servicio la barra de 60kV de la S.E. Chiclayo Oeste.
05:33:54.790	En servicio la barra de 66kV de la S.E. Paramonga Nueva.
05:38:40.130	En servicio el SVC-2 de la S.E. Chiclayo Oeste.
05:41:57.010	Se energizó la línea L-236 (Guadalupe-Chiclayo), saliendo fuera de servicio la C.H. Carhuaquero con 20MW.
05:42:21.010	Sale de servicio el SVC-2 de la S.E. Chiclayo Oeste.

HORA	EVENTO
05:46:00.000	En C.H. Carhuaquero en servicio el grupo G-1.
05:46:07.203	Se inició el cambio de barras en la S.E. Chavarria.
05:47:49.430	En la S.E. Paramonga nueva, se repuso la línea L-655 a Huarmey
05:48:00.000	En la C.H. Carhuaquero en servicio el grupo G-3
05:54:00.000	En la S.E. Carhuaquero se energizó la línea L-240.
05:55:35.553	Se energizó la línea L-2003 desde la S.E. Santa Rosa.
05:55:46.290	En la S.E. Paramonga Nueva, se repuso la línea L-636 a Huacho.
05:56:45.660	Intento de recuperación de Chimbote1 a través de la línea L-105 con resultado negativo.
05:57:01.620	En servicio la barra de 60kV de la S.E. Chiclayo Oeste.
05:58:43.842	En servicio la barra de 220kV de la S.E. Chavarria.
06:00:55.997	En servicio la barra de 220kV de la S.E. Ventanilla y Zapallal.
06:01:58.420	Se energizó la línea L-213 (Huacho-Paramonga) desde la S.E. Zapallal, recuperando la S.E. Huacho.
06:05:05.040	Paralelo de la C.H. Cahua con el SEIN a través de la L-213 en la subestación Paramonga Nueva.
06:05:28.026	En servicio la línea L-2004.
06:08:00.010	Se energizó la línea L-215 desde la S.E. Paramonga Nueva.

HORA	EVENTO
06:08:20.216	En la S.E. Chavarria se repuso la línea L-2006, la frecuencia desciende de 59.949 Hz hasta 59.142Hz. En este momento se iniciaba la recuperación de cargas importantes de EDELNOR de acuerdo a lo manifestado por el Coordinador.
06:08:34.900	En servicio la barra de 220kV de la S.E. Chimbote1.
06:09:30.560	En servicio la barra de 138kV de la S.E. Chimbote1.
06:09:42.670	En servicio la línea L-221(Zapallal-Huayucachi).
06:10:59.190	En la S.E. Chimbote1 se repuso la línea L-107(Chimbote 1-Chimbote 2).
06:11:21.160	En servicio la línea L-2008 (Callahuanca-Chavarria).
06:12:02.266	En servicio la línea L-2015 (Cajamarquilla-Chavarria).
06:13:00.811	En S.E. Chavarria se repuso el transformador N 3 de EDELNOR.
06:13:37.990	En la S.E. Chimbote1 se repuso la línea L-108 (Chimbote 1 – Chimbote 2).
06:14:19.046	En la S.E. Chavarria se repuso el transformador N 2 de EDELNOR
06:15:38.732	En la S.E. Chavarria se repuso el transformador N 1 de EDELNOR.
06:17:50.890	En servicio el SVC-2 de la S.E. Chiclayo Oeste.
06:18:05.360	En la S.E. Chimbote1 se tensionó la línea L-232.
06:18:30.910	En servicio la barra de 220kV de la S.E. Trujillo Norte.

HORA	EVENTO
06:20:48.770	En servicio la línea L-203.
06:22:02.540	En la S.E. Trujillo Norte se repuso la línea L-115.
06:22:42.650	En la S.E. Trujillo Norte se repuso el transformador T29-11.
06:23:26.717	En servicio la línea L-244.
06:25:56.490	Fuera de servicio la línea L-221 por operación
06:27:10.880	En servicio la barra de 10kV de la S.E. Trujillo Norte.
06:30:51.240	En servicio el Transformador N 4 de la S.E. Ventanilla.
06:32:09.080	En la S.E. Trujillo Norte se repuso la línea L-118.
06:32:14.850	En la S.E. Trujillo Norte se repuso la línea L-119
06:33:00.000	Se sincronizó el SEIN con el Subsistema Sur.
06:35:14.280	En la S.E. Chimbote1 se repuso la línea L-103.
06:38:39.590	En la S.E. Chimbote1 se repuso la línea L-108.
06:39:09.830	En la S.E. Chimbote1 se repuso la línea L-111.
06:39:23.900	En la S.E. Piura Oeste se repuso la línea L-650
06:40:00.000	Paralelo de la C.H. Cañón del Pato con el SEIN
06:41:27.600	Se cierra el anillo de 138kV en la S.E. Trujillo Norte.
06:42:22.200	Se apertura el anillo de la S.E. Trujillo Norte para energizar la línea L-117.
06:45:20.741	En la S.E. Chavarria se repuso la línea L-2005.
06:46:00.000	En servicio las líneas de 66kV a Huaraz, Sihuas y las radiales de 13.8kV de la S.E. Huallanca.

HORA	EVENTO
06:50:00.000	En la S.E. Huallanca se repuso la línea L-112 a la Mina Pierina
07:00:01.210	Paralelo del SEIN con la C.T. Trujillo a través de la línea L-117 en Trujillo Norte.
07:00:11.210	Se cierra el anillo de 138kV de la S.E. Trujillo Norte.
07:01:09.600	Se apertura el anillo de 138kV de la S.E. Trujillo Norte para reponer el SVC-1
07:01:42.500	En servicio la línea L-207.
07:08:16.970	En servicio el SVC-1 de la S.E. Trujillo Norte.
07:14:52.160	En servicio la línea L-253 Paramonga Nueva – Vizcarra.
07:17:06.790	En servicio la barra de 220kV en Guadalupe a través de la línea L-236.
07:18:19.510	En servicio la barra de 60kV de la S.E. Guadalupe.
07:22:37.590	En la S.E. Guadalupe se repuso la línea L-656.
07:23:54.920	En la S.E. Guadalupe se repuso la línea L-646.
07:24:43.210	En la S.E. Chimbote1 se repuso la línea L-106.
07:25:21.010	En servicio la barra de 10kV de la S.E. Guadalupe.
07:25:38.505	Se desconectó la línea L-2004 por seguridad.
07:29:33.430	En servicio la línea L-104 por operación
07:29:59.430	En la S.E. Guadalupe se repuso la línea L-653.
07:32:44.860	En la S.E. Guadalupe se energizó línea L-652.
08:14:38.810	En la S.E. Guadalupe se energizó la línea L-234.

HORA	EVENTO
08:16:24.850	En la S.E. Guadalupe se repuso el transformador T17-261.
08:17:59.420	En la S.E. Trujillo Norte se realizó el paralelo del Sistema Norte con SEIN, finalizando la normalización del Sistema.

ANEXO C

RESUMEN DE LOS SUMINISTROS INTERRUMPIDOS

Tabla C.1 SUMINISTROS AFECTADOS EN EL SUBSISTEMA CENTRO-NORTE

SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	TIEMPO (min)
SE Zorritos	06.00	15
SE Talara	11.20	49
SE Piura	32.50	179
SE Chiclayo	21.00	143
SE Guadalupe	38.40	143
SE Trujillo Norte		
Trujillo Norte	14.00	73
Creditex	01.20	73
SECAO	04.00	76
Trujillo Sur	24.00	35
SE Chimbote		
Siderperu	32.00	77
Hidrandina	10.00	66
SE Huallanca		
Callejón del Huaylas	02.10	95
Mina Pierina	05.40	99
Sihuas	01.39	95
Radiales en 13.8 kV	00.40	95
SE Paramonga Nueva	40.80	20
SE Paramonga Existente		
Quimpac	29.20	20
AIPSA	01.80	20
EMSEMSA	00.60	20
SE Huacho	24.70	45
Edelnor	311.00	129
Electroandes		
El Brocal	03.00	120
Huarón	02.00	90
Doe-Run Oroya	18.00	3
Morococha	01.70	3
Doe-Run Cobriza	04.50	30
Cajamarquilla	58.00	28
SE Marcona (Shougan Hierro)	18.00	8
SE Paragsha2		
Mina Raura	02.43	18
Mina Izcaycruz	05.57	10
SE Tingo María	01.20	6
SE Huanuco	03.60	6
SE Aucayacu	00.20	8
SE Tocache	01.30	12
Buenaventura	04.50	10
Coelvisa	00.70	60
TOTAL SICN	736.39 MW	

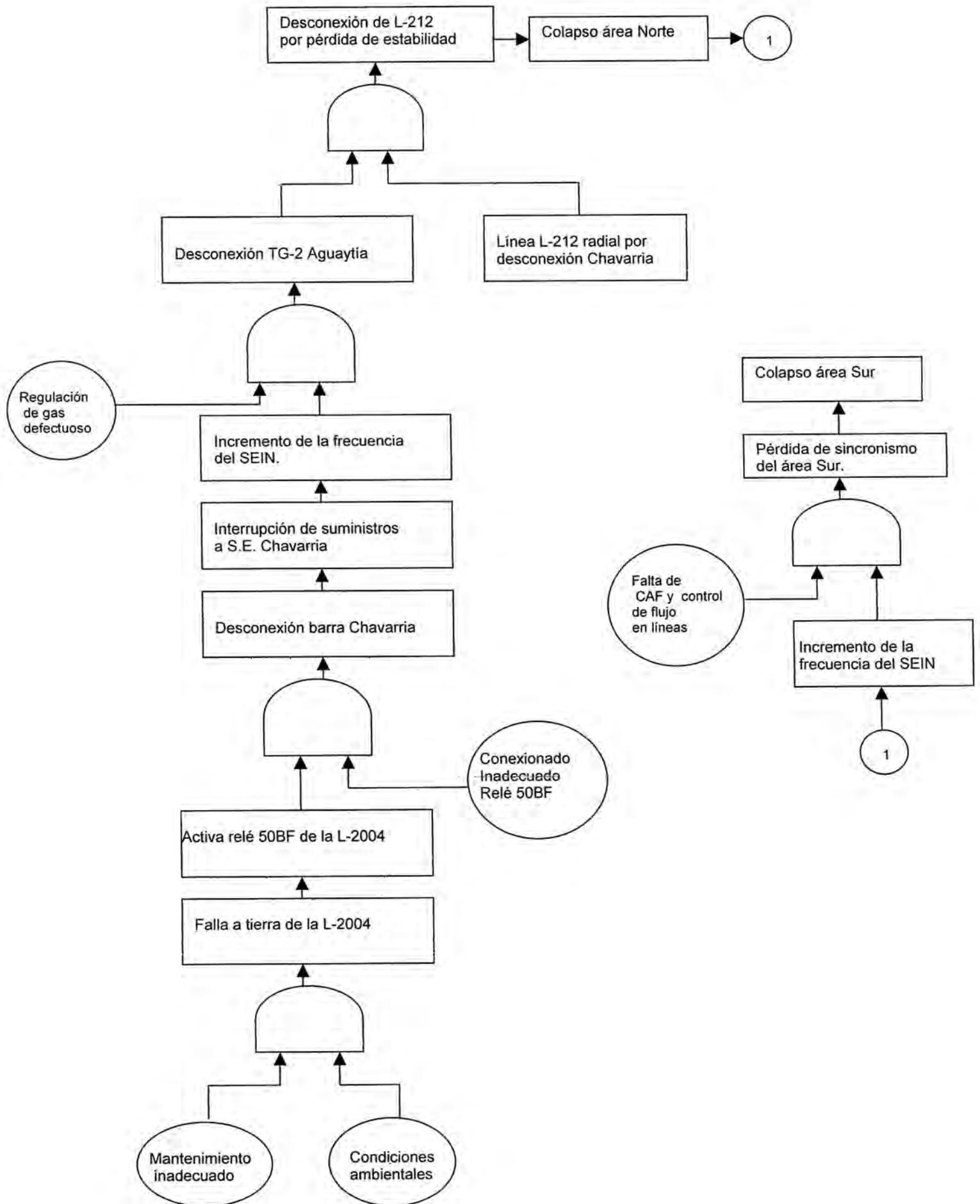
Tabla C.2 SUMINISTROS AFECTADOS EN EL SUBSISTEMA DEL SUR

SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	TIEMPO (min)
SE Cachimayo	01.38	46
SE Abancay	00.80	55
SE Machupicchu	01.70	46
SE Dolorespata	07.98	47
SE Quencoro		
TR-1 138/33/10 kV	02.39	46
Plan Maestro	02.40	49
SE Combapata	02.61	44
SE Tintaya		
BHP Tintaya	21.00	3
Barra de 10 kV	0.50	28
SE Ayaviri	0.38	60
SE San Rafael (Mina Minsur)	10.40	10
SE Azangaro	1.00	59
SE Juliaca	6.86	57
SE Puno	2.86	62
SE Callalli		
Barra de 22.9 kV	0.60	23
Caylloma	7.00	35
SE Socabaya (Barra de 10 kV)	2.30	52
SE Cerro verde	38.00	60
SE Repartición	2.00	53
SE Mollendo (Barra de 33 kV)	2.30	53
SE Chilina	2.40	54
Cementos Yura	9.20	87
SE Tacna	5.00	73
SE La Yarada	2.50	79
SE Parque industrial	2.50	45
Southern Perú	155.70	45
SE Ilo (ciudad de Ilo)	3.00	229
SE Botiflaca (ciudad de Moquegua)	1.70	174
TOTAL SIS	296.46 MW	

ANEXO D

DIAGRAMA DE FLUJOS DE LOS EVENTOS

Diag D.1 DIAGRAMA DE FLUJO DE EVENTOS POR FALLA EN LA L-2004



ANEXO E

CUADRO RESUMEN DE ACTUACIÓN Y SEÑALIZACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN

CUADRO E.1 RESUMEN DE ACTUACIÓN DE LAS PROTECCIÓN Y SEÑALIZACIONES DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN

SUBESTACIÓN	EQUIPO	CODIGO	SEÑALIZACIONES	POSICION FINAL DEL INTERRUPTOR	OBSERVACIONES
ZORRITOS	L-865	21P Epac 3000	Disparo Trifásico Mínima Tensión	A	
TALARA	L-248	21P (T.LS) 21R (DLP)	Disparo Trifásico, Z1 Led Rojo, Anomalia prot. Respaldo 67N/21R Evento-1 : 1, 6, 12, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 39, 45, 47, 48 Evento-2 : 3, 4, 5 Celda acoplamiento, alarma mínima tensión y/o disparo INT. 380/220 Vac	A	
CHICLAYO	TODOS		Todos los equipos quedaron cerrados y no se registró ninguna señalización	C	
GUADALUPE	TODOS		Todos los equipos quedaron conectados y no se registró ninguna señalización	C	
TRUJILLO	SVC	TRF-2D	Falla C.A. - Trip Mínima frecuencia - Trip	A	
CHI MBOTE 1	L-103	DLP	Falla Tipo Trifásico Temporización : Z1, Distancia: 0 km	A	
	L-105	DLP	Falla Tipo Trifásico Temporización : Z1, Distancia: 0 km	A	
PARAMONGA NUEVA	L-101	27L F21P	Banderas: 1, 2, 3. Indica 135.1 km	A	
HUACHO	L-212	7SA513 7SAS11	No se registraron alarmas y los interruptores quedaron cerrados	C	
	L-213	7SA513 7SAS11	No se registraron alarmas y los interruptores quedaron cerrados	C	
ZAPALLAL	L-212	21P 21S	Disparo general y arranques L1, L2, L3 Disparo L1, disparo L1, 2, 3. Disparo L2, disparo L1, 2, 3. Disparo L2, disparo L1, 2, 3. Disparo Dist. T2 (Z2)	A	
	L-221	21P 21S 27 59	Disparo general y arranques L1, L2, L3 Oscilación de Potencia Arranque general L1, L2, L3 Disparo subtensión Arranque sobretensión Disparo sobretensión	A	
	L-242	21P 21S 27 59	Arranque general L1 Arranque general a tierra Arranque general L1 Arranque general a tierra Arranque subtensión Disparo subtensión Arranque sobretensión Disparo sobretensión	C	
	L-243	21S	Arranque general L2, L3.	C	
INDEPENDENCIA	L-203	21S	Falla Fusible	C	
	L-207	21P	Oscilación de Potencia	C	
	L-209	21S	Falla Fusible	C	
	L-208		Reenganche Bloqueo	C	
PACHACHACA	L-223	21S	L8B, letras N° 2, disparo zona 2-3, relé secundario Reenganche Bloqueo	C	
PARASHA 2	L-120	21P	R, S, T, E, T2	C	
	L-703	27F	Mínima A, B, C	C	
HUANUCO	L-120	21	DLP TRIP 3PH Z1 0	A	
TINGO MARIA	AUTOTRAFO	59	Sobretensión Autotrafo	A	
	L-121	59	Máximo Tensión	A	
	L-122	59	Máximo Tensión	A	
	Barra 10 Kv	27	Sub Tensión	A	
AUCAYACU	TODOS		Todos los equipos quedaron conectados y no se registró ninguna señalización.	C	
TOCACHE	L-124		Todos los equipos quedaron conectados y no se registró ninguna señalización	C	
EDEGEL	G-1		D-Relé de sobreintensidad	A	
CALLAHUANCA	L-2008		R-E	C	
	L-2009		R-E	C	
YANANGO	G-1		Sobrefrecuencia	A	
EGASA	C.H. Charcaní I	59	Sobrecarga	A	
	C.H. Charcaní II	59	Sobrecarga	A	
	C.H. Charcaní III	59	Sobrecarga	A	
EGEMSA					
EGENOR	C.H. Machupicchu L-1007	P-343-1/2, 81U/810	Sobrefrecuencia Sobrefrecuencia	A A	
HUALLANCA	G-1	86QSD	Mínima frecuencia	A	
	G-2	86QSD	Mínima frecuencia	A	
	G-5	86QSD	Mínima frecuencia	A	
CARHUAQUERO	G-1		Sobrecorriente de secuencia negativa.	A	
ELECTROANDES					
CARHUAMAYO	L-703		Distancia Fases RST	A	
PARAGSHA	L-704		Potencia inversa	A	
ENERSUR					
C.T. ILO1	TV1		Sobreexcitación (pérdida de excitación)	A	
C.T. ILO1	TV3	32	Potencia inversa y sobreexcitación	A	
C.T. ILO1	TV4	24	Potencia inversa y sobreexcitación	A	
ETESUR					
	L-1021		Protección principal	A	
	L-1022		Protección principal	A	
	L-1024		Mínima tensión	A	
	Jesus 1		Mínima tensión	A	
	Jesus 2		Mínima tensión	A	
SANTUARIO	L-1021		Protección principal	A	
CALLALI	L-1022		Protección principal	A	
AYAVIRI	TR 138/22,9/10 kV		Protección principal	A	
	L-1023		Mínima Tensión	A	
CERRO VERDE	L-1029		Mínima Tensión	A	
	L-1024		Mínima Tensión	A	
REDESUR					
SOCABAYA	L-2026		INST ZONA 1 ABC	A	
	L-2026		INST ZONA 2 ABC	A	
MOQUEGUA	L-2029			A	
	L-2030		INST ZONA 1 ABC	A	
PUNO	L-2030		INST ZONA 2 ABC	A	
TACNA	L-2029		Mínima Tensión	A	
SANGABAN					
SAN GABAN	G-1		Subfrecuencia 81-1U. Paro de emergencia 86E1	A	
	G-2		Subfrecuencia 81-1U. Paro de emergencia 86E1	A	
TRANSMANTARO					
SOCABAYA	L-2053/2054	59	Operación protección	A	Sobretensión, nivel 1, nivel 2 Transfer trip colaruse
COTARUSE	L-2053/2054	59	Operación protección	A	Sobretensión, nivel 1 Transfer trip colaruse
TERMOSELVA					
C T AGUAYTIA	GT11 GT12		Load rejection reverse power	A A	
EPPSA	TGN4		Baja frecuencia 81	A	

ANEXO F

OSCILOGRÁMA DE LA LÍNEA L-2004 (CHAVARRIA-SANTA ROSA)

Diag. F.1 SUBESTACIÓN CHAVARRIA: OSCIOGRÁMA DE LA LÍNEA L-2004

Name: 7SA522 / Chavarria L-2004. 7SA522 V4.1 Var

Fault start: 29/08/01 05:08:12 AM:71

Cursor 1: 91 ms

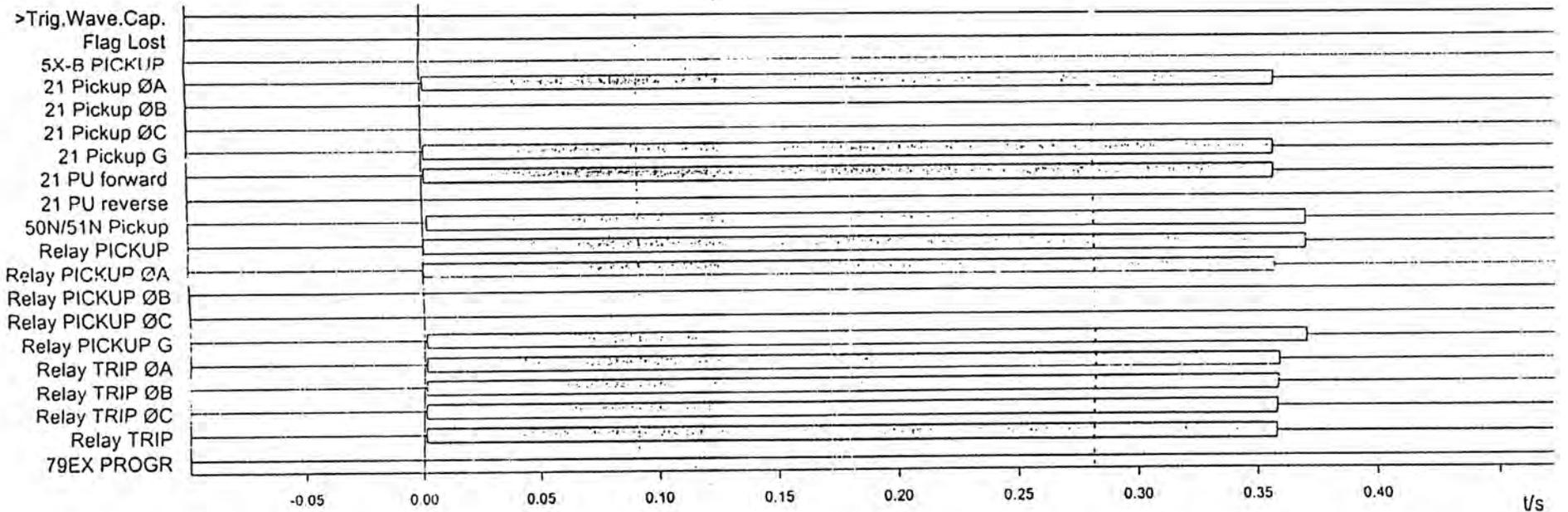
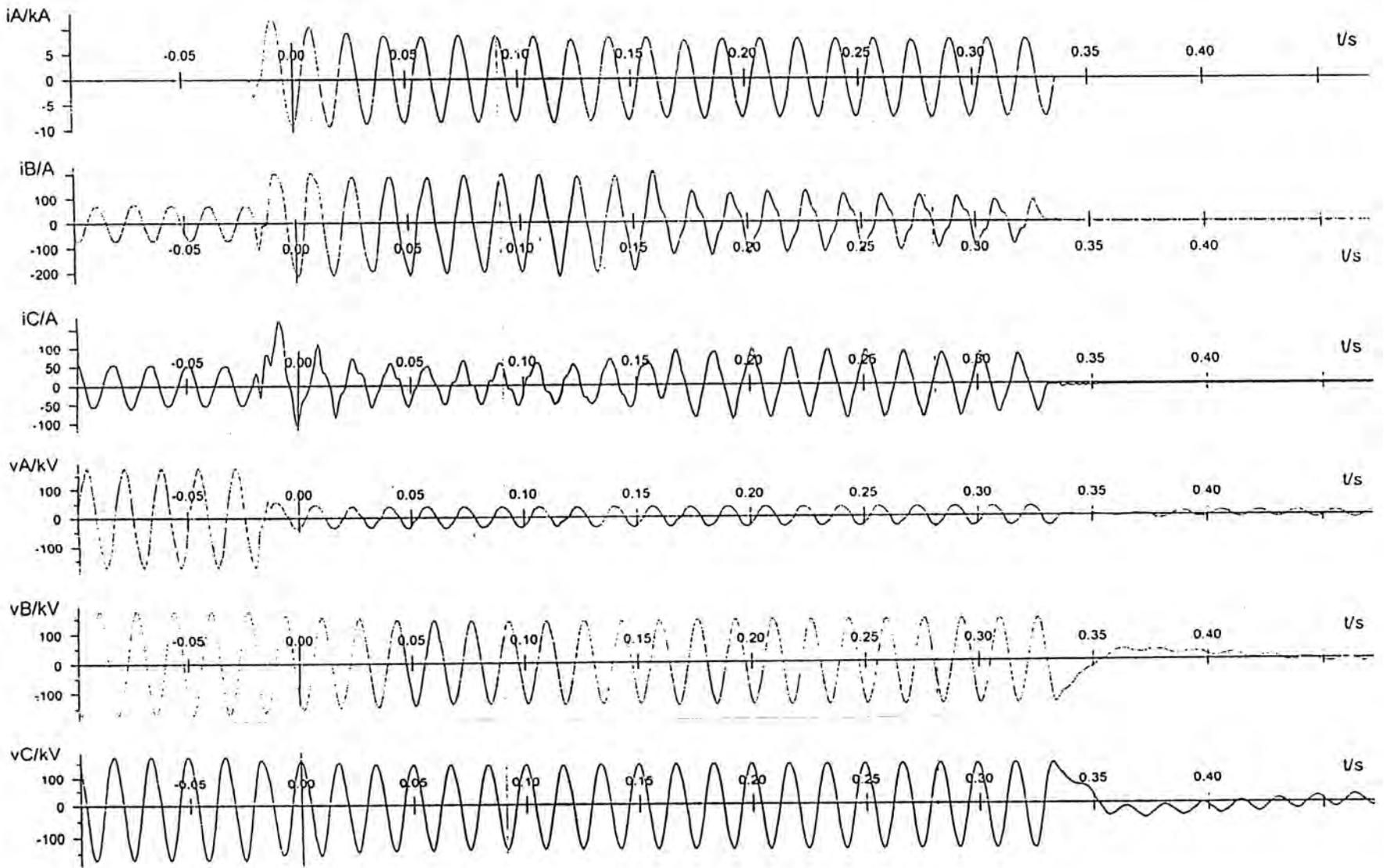
Cursor 2: 281 ms

Scanning frequency: 1200 Hz

Representation:

Primary

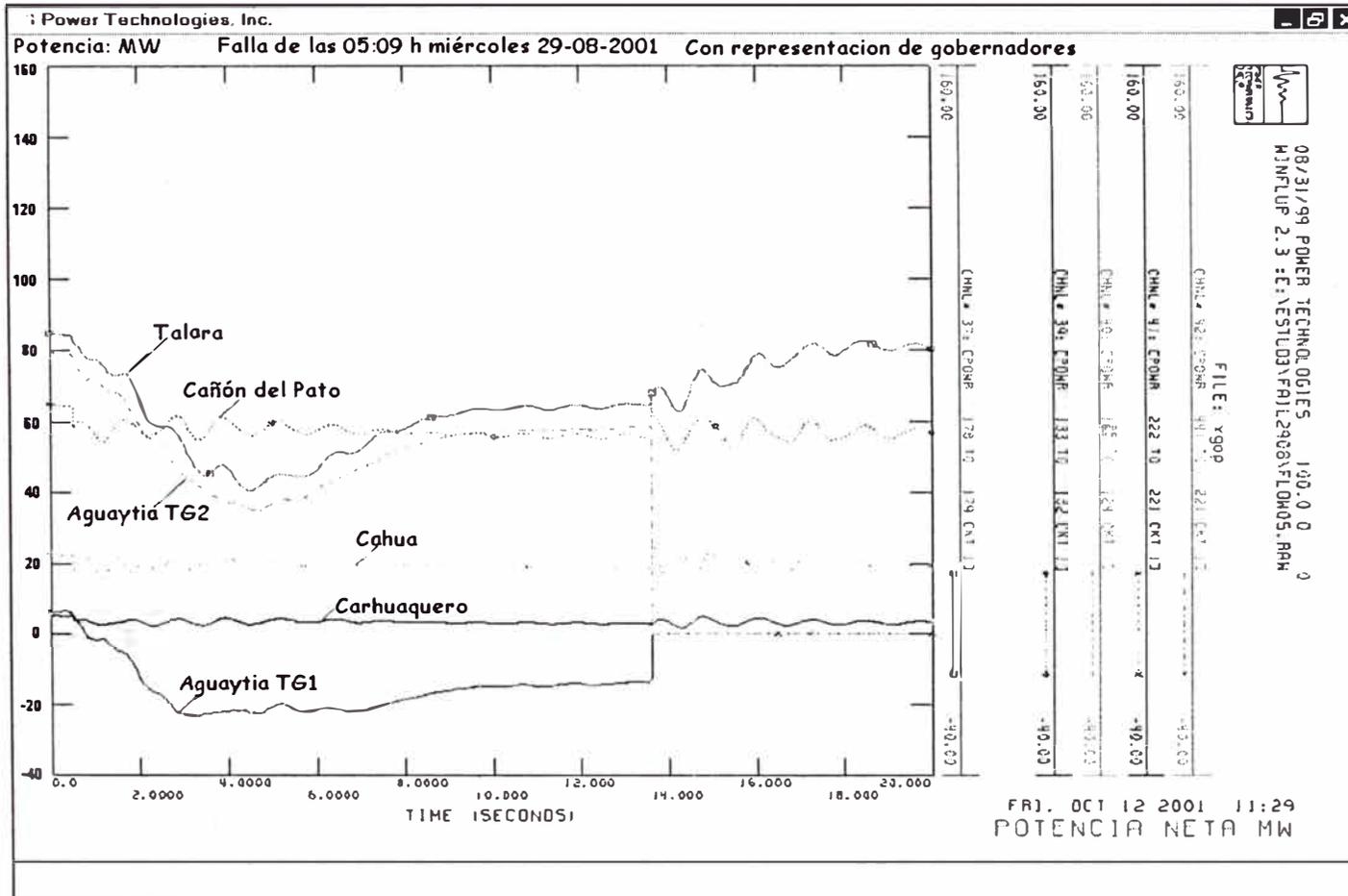
Trigger
29/08/01
05:08:12 AM.81



ANEXO G

SIMULACIÓN DE LA RESPUESTA EN ESTADO TRANSITORIO DE LA
POTENCIA DE LA C.T. SANTA ROSA

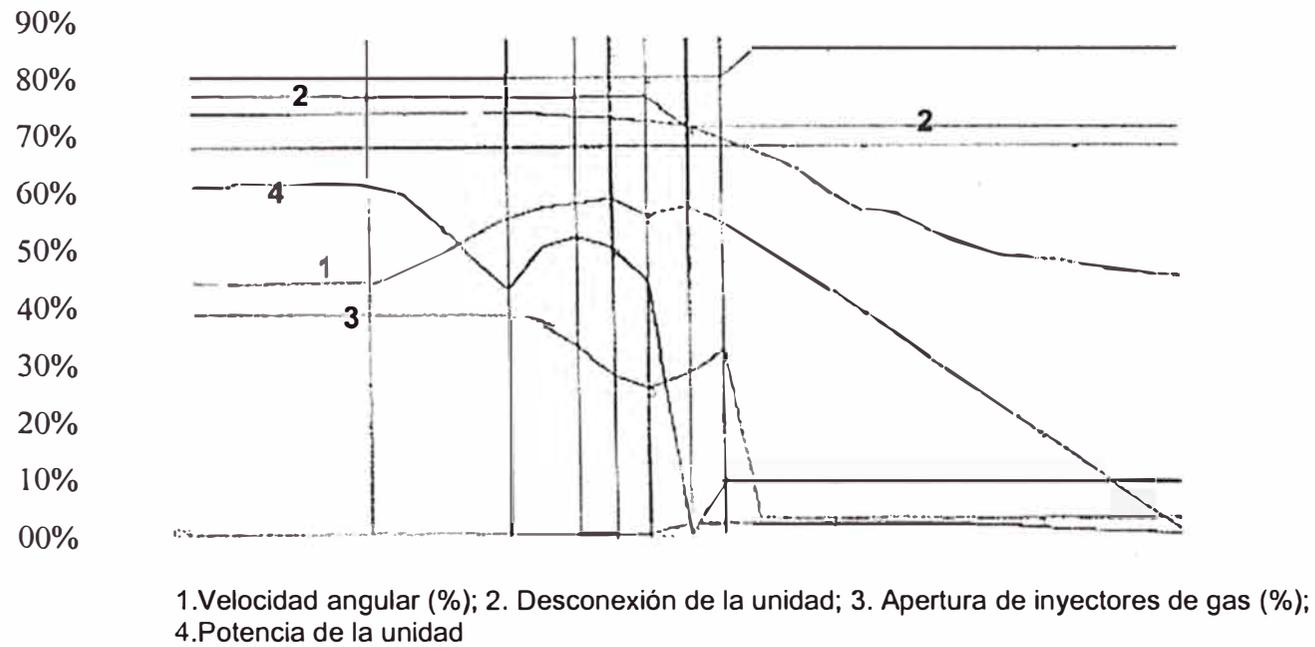
Figura G.1 SIMULACION PTI DE LA RESPUESTA EN ESTADO TRANSITORIO DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN NORTE.



ANEXO H

GRÁFICO DE TENDENCIAS DE LA C.T. AGUAYTÍA

Figura H.1 GRÁFICO DE TENDENCIAS DE LA TG-2 DE LA C.T. AGUAYTÍA



ANEXO I

OSCILOGRAFIA DE LA LÍNEA L-212 EN LA S.E. ZAPALLAL

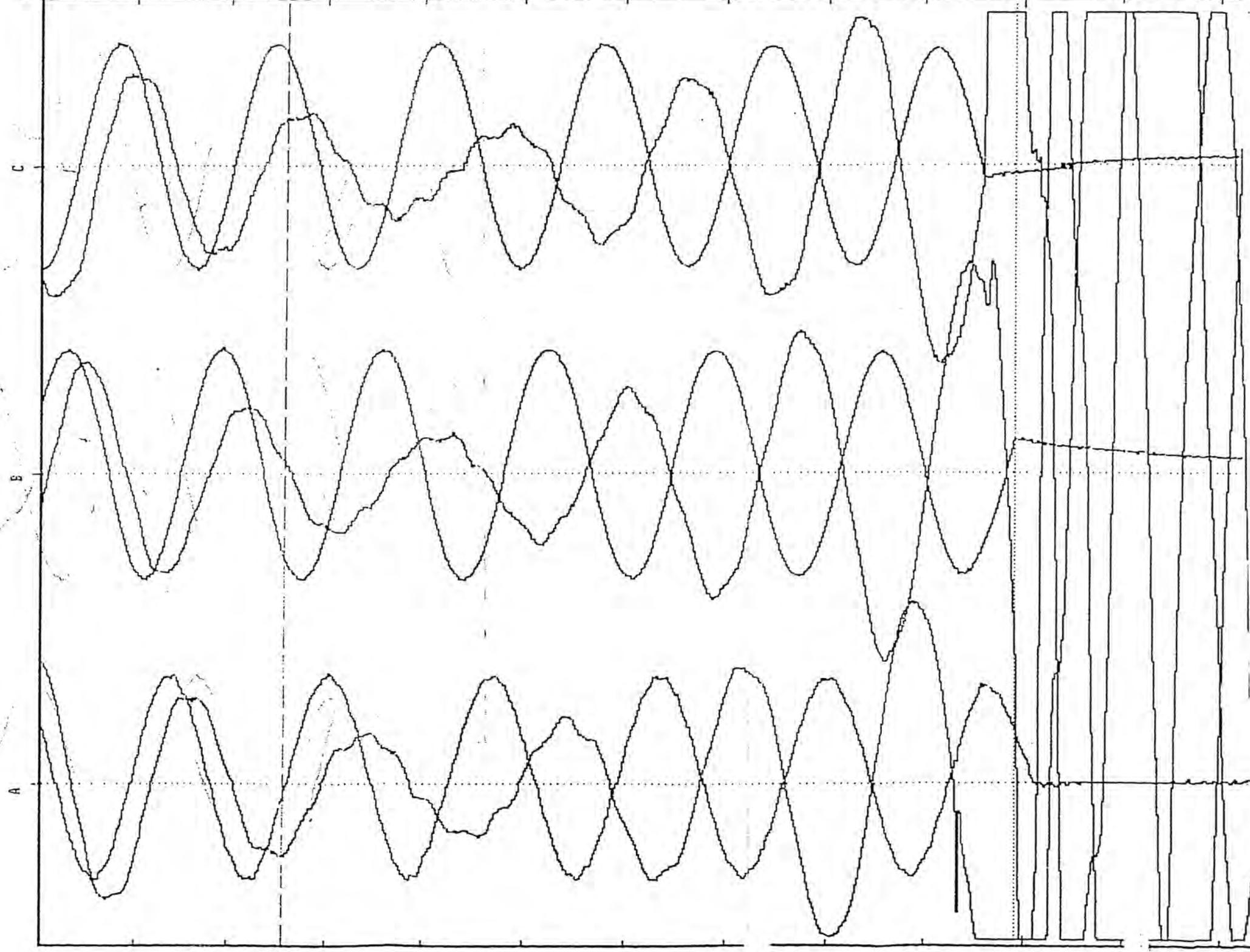
Figura I.1. OSCIOLOGRAFIA DE LA LÍNEA L-212 EN LA S.E. ZAPALLAL

Plotting Attributes

Channel	Name	Axis	Amplitude	Instantaneous Line Voltage(units/mm peak)	Instantaneous Line Current (units/mm peak)
0	L212IR	A	x 15		0.0475 kA
1	L212IS	B	x 15		0.0475 kA
2	L212IT	C	x 15		0.0475 kA
4	L212VR	A	x 15	1.2601 kV	
5	L212VS	B	x 15	1.2601 kV	
6	L212VT	C	x 15	1.2601 kV	

Small Tic Marks are 10 milliseconds apart.
 Large Tic Marks are 100 milliseconds apart.

The event time window for this plot is -99 msec to 120 msec.
 Plotting Parameter: All points plotted, Line filled



BIBLIOGRAFÍA

1. Venikov, V. "Procesos Transitorios" Editorial Mir, 1988.
2. Montané, Paulino "Protecciones en las instalaciones eléctricas" Editorial Marcombo, 1993.
3. ANALISIS DE PERTURBACIONES, Cammesa.
4. "GUIAS PARA EL BUEN AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL STN" ISA Interconexión Eléctrica S.A.